

OBSERVACIONES RECIBIDAS AL BORRADOR DEL PLAN DE DESCARBONIZACIÓN

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	1)El plan de descarbonización propuesto redunda en 45 medidas, la mayoría de ellas a ser implementadas en 3 años (2025-2027), en donde se considera la participación de 15 instituciones diferentes. En función de los elementos indicados anteriormente, y considerando que existirá un cambio de gobierno durante el plazo de implementación del plan, estimamos necesario que se incluya un orden de priorización para las medidas propuestas, de manera de promover aquellas que contribuyan en mayor medida a la consecución del objetivo declarado en el plan: Alcanzar un sistema eléctrico descarbonizado, resiliente y que opere de manera eficiente. Con este fin, se sugiere caracterizar las medidas con algún(os) parámetro(s) descriptivo(s) que valore(n) su contribución a estos efectos y las potenciales barreras que se identifican para su implementación. Como referencia, el "Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía", en su sección 5.1.2 Fichas de Medidas de Mitigación, realiza un análisis de medidas de este tipo.	Agradecemos la observación y la sugerencia formulada. Considerando la magnitud del desafío, el horizonte temporal de implementación y la participación de múltiples instituciones, resulta pertinente establecer un orden de ejecución de las medidas. En este sentido, se incorpora en la versión final del Plan un cronograma con los plazos de modificaciones regulatorias necesarias para dar cumplimiento a los objetivos establecidos en cada una de las medidas propuestas.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	2)Algunas de las medidas propuestas corresponden a cambios relevantes en el mercado. En este sentido, se solicita que en dichas medidas se especifiquen las referencias a los estudios/informes de impacto regulatorio que fundamentan las propuestas. Algunos ejemplos de esto son las medidas 11, 12, 21, 26, 28, 33, 35 y 43.	Agradecemos su observación y sugerencia. Las medidas propuestas en la versión final del Plan, en general, consideran el desarrollo de un estudio destinado a evaluar su implementación. En consecuencia, el análisis detallado de los impactos se realizará en función de la implementación respectiva de cada medida.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	<p>Se propone incorporar al Plan un nuevo eje de “Mejoras a la Seguridad y Calidad de Servicio” ya que, actualmente, la Política Energética Nacional establece metas de seguridad y calidad de servicio para el país. En particular, establece una meta de 1 hora de indisponibilidad de suministro promedio en el país, al año 2050, y 4 horas de indisponibilidad al 2035. Sin embargo, los indicadores país están muy lejos de poder cumplir dichas metas. En particular, la indisponibilidad de suministro promedio del país (SAIDI) es actualmente de 25,61 horas.</p> <p>Bajo ese contexto, es necesario preguntarnos si estas metas son las adecuadas, o incluso si debemos replantearlas; y, luego de ello, identificar los cambios regulatorios necesarios para alcanzar dichas metas. Lo anterior es razón suficiente para incorporar un eje que aborde la temática de “Mejoras a la seguridad y calidad de servicio” en el “Plan de Descarbonización” sometido a consulta pública.</p> <p>Ahora bien, para profundizar en el tema, es relevante conocer las variables que influyen en la seguridad y calidad de servicio del sistema. Por una parte, influyen factores como el diseño, la planificación y la operación de la red, que se realizan de manera centralizada a través de diferentes entidades; y, por otra, también debe considerarse el mantenimiento de la red que realizan las empresas. Todos estos factores influyen en el cumplimiento -por parte de las empresas- de las metas de seguridad y calidad de servicio. Por lo tanto, esto no depende de un solo factor, sino que de múltiples factores. Asimismo, la gestión de antedichos factores depende de diferentes entidades del sistema. Como se indicó en el párrafo anterior, el diseño de la infraestructura de transmisión y la planificación de la red es centralizada y realizada a través de un proceso participativo que es liderado por la Comisión Nacional de Energía. A su vez, la operación del sistema es realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional, mientras que las empresas de transmisión solo pueden gestionar directamente un solo factor: el mantenimiento de sus instalaciones.</p> <p>Adicionalmente, hoy en día se están generando varias discusiones asociadas a la incorporación de los automatismos en la planificación de la transmisión, lo cual va en el sentido completamente opuesto a resguardar la seguridad y calidad de servicio, ya que, en lugar de robustecer el sistema de transmisión, lo debilitan, pues se reduce la holgura de capacidad y se profundiza la estrechez de la infraestructura de transmisión, incrementando el riesgo de la continuidad de suministro.</p> <p>Es por ello que tenemos la oportunidad de definir cambios regulatorios que permitan mejorar la seguridad y calidad de servicio, a través de mejoras en el diseño, planificación y operación de la red de transmisión, tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Modernizar la metodología de planificación de la transmisión que define y promueve obras por seguridad, lo cual se consigue por medio de un cambio en el Reglamento de Planificación. • Fortalecer los criterios de seguridad del sistema de transmisión zonal, a través de la incorporación del criterio N-1 en la planificación de la transmisión zonal. Esto, se puede realizar a través de una modificación de la NTSyCS, durante el año 2025. En efecto, la CNE está revisando este tema en el Comité Consultivo que está analizando la modificación de la NTSyCS. <p>Estos cambios regulatorios podrían dar solución a ciudades como San Javier, Región del Maule, que están siendo suministradas a través de un solo circuito de transmisión, es decir, que no cuentan con redundancia o respaldo, y que, debido a ello, cualquier indisponibilidad de suministro podría dejar sin energía a 30.000 clientes (alrededor de 50.000 personas).</p>	<p>Agradecemos su observación. Cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y con las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este marco, no se incorporan medidas específicas orientadas al segmento de distribución tales como mejorar los indicadores SAIDI, SAIFI, etc. Por otro lado, el eje 2 de la versión final del Plan, incluye iniciativas de perfeccionamiento a la planificación de la transmisión. Finalmente la inclusión de especificaciones de aplicación de la medidas se solicita canalizarse en los procesos de consulta pública de los instrumentos regulatorios respectivos.</p>
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	<ul style="list-style-type: none"> • Ausencia de Eficiencia Energética en el Borrador del Plan de Descarbonización. <p>El borrador del Plan de Descarbonización se centra en distintos aspectos habilitantes para el retiro de centrales térmicas basadas en el uso de carbón. Lo anterior se ve reflejado en las medidas relacionadas a la programación y operación del sistema eléctrico, así como también respecto a la revisión de conceptos como resiliencia. Sin embargo, considerando que el documento se centra principalmente en aspectos habilitantes para la descarbonización, debería haber espacio para asegurar o mejorar la eficiencia energética del sistema eléctrico, así como la gestión de la demanda.</p> <p>En el borrador publicado existe una ausencia de la variable relativa a la eficiencia energética, por lo que se sugiere su incorporación como parte de las medidas del Plan de Descarbonización.</p>	<p>Agradecemos la observación. No obstante, el alcance del Plan en acciones focalizadas en el mercado mayorista, por lo que la propuesta mencionada no se encuentra dentro de dicho alcance.</p>
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	<ul style="list-style-type: none"> • Plazos de las Modificaciones Reglamentarias <p>El Plan de Descarbonización considera varias modificaciones reglamentarias relevantes, como, por ejemplo, las modificaciones asociadas a la implementación de la Ley de Transición Energética, respecto de las cuales se indica un plazo hasta el año 2026. Ahora bien, debido a la importancia de estas modificaciones reglamentarias, en particular los Reglamento de Planificación y de Valorización de instalaciones, se solicita que el acortar el plazo de modificación y actualización de dichos reglamentos, idealmente dentro el año 2025, tal como lo dispone la Ley de Transición Energética (1 año desde la promulgación).</p>	<p>Agradecemos la observación. Considerando la magnitud del desafío, el horizonte temporal de implementación y la participación de múltiples instituciones, se incorpora en la versión final del Plan un cronograma con los plazos de modificaciones regulatorias necesarias para dar cumplimiento a los objetivos establecidos en cada una de las medidas propuestas.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	El análisis del plan revela una falta de consideración y evaluación de los aportes que presenta el desarrollo de los Recursos Energéticos Distribuidos (REDs) como componente estratégico de la descarbonización. Estos recursos pueden ofrecer energía limpia, aumentar la participación de los usuarios, reducir costos energéticos y proporcionar flexibilidad al sistema. Sin embargo, la regulación actual inhibe el desarrollo de estos recursos. El estudio tampoco considera el vector de la energía solar termica como habilitante para apoyar la descarbonización.	Agradecemos su observación. Cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y con las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este marco, no se incorporan medidas específicas orientadas al segmento de distribución. No obstante, se reconoce la relevancia de los REDs como un componente clave para fortalecer la descentralización, la flexibilidad y la resiliencia del sistema eléctrico. En esta línea, el Plan contempla una medida destinada a avanzar en la visibilidad y trazabilidad de la operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), de modo que puedan aportar de manera segura y eficiente al proceso de transición energética. Para ello, se prevé la revisión y adecuación de la normativa vigente, con el fin de incorporar requerimientos de monitoreo y control que permitan su efectiva integración con los sistemas del Coordinador Eléctrico Nacional y de las empresas de distribución.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Respecto a las medidas específicas, se solicita incorporar un análisis cuantitativo que respalde su impulso, que considere los costos y beneficios esperados de cada una de ellas; esto también es relevante cuando se plantea acelerar determinados proyectos, pues eso debería tener un correlato en que éstos sean efectivamente beneficiosos desde el punto de vista social, económico y ambiental. En esta misma línea, se solicita incorporar elementos cuantitativos que den cuenta de los beneficios concretos en la población a nivel general y local, con objeto de dar relevancia a las acciones planteadas, así como también los beneficios en la economía al disponer de productos y servicios con menor impacto al medioambiente, en términos de su competitividad.	Agradecemos su observación. Se ajusta el texto de manera de indicar aquellas medidas que contemplarán un estudio particular para su evaluación.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Complementariamente, la elevada cantidad de medidas planteadas pueden tener impactos cruzados (el retiro mismo de centrales térmicas puede conllevar riesgos en suficiencia o confiabilidad en el sistema), así como también la compleja predictibilidad de la velocidad de los cambios tecnológicos y de comportamiento de los distintos agentes, hacen necesario establecer una revisión y monitoreo permanente tanto de las medidas propuestas, como de los impactos que estarían teniendo, y eventualmente una revisión y actualización de las mismas.	Agradecemos la observación y la sugerencia formulada. Es relevante contar con mecanismos de revisión y monitoreo permanentes, tanto de las medidas propuestas como de los impactos que estas puedan generar en la suficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico, considerando además la velocidad de los cambios tecnológicos. En este marco, la versión final, en su medida 1 "Tramitación acelerada de proyectos críticos para la descarbonización de la matriz energética", contempla la incorporación de un mecanismo de seguimiento mediante un estudio anual a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional. Dicho estudio permitirá evaluar los impactos sistémicos asociados al retiro progresivo de centrales a carbón, así como las condiciones habilitantes necesarias para avanzar en la descarbonización, aportando así insumos para eventuales ajustes en la implementación del Plan. Asimismo, respecto al seguimiento de las medidas propuestas, la versión final del Plan incorpora un nuevo Capítulo 6: "Gobernanza para la implementación y el seguimiento del Plan", cuyo propósito es garantizar una ejecución efectiva del Plan de Descarbonización. Este capítulo establece los mecanismos para una coordinación adecuada de las acciones, el monitoreo permanente de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos en las medidas adoptadas.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Asimismo, se solicita relevar que el plan debe tener en el centro que el suministro a los clientes finales, libres y regulados, y que un abastecimiento accesible, económico y seguro es el que permitirá que la economía chilena sea competitiva en el contexto internacional, y que las familias puedan solventar los costos asociados a este plan.	Agradecemos su observación. Efectivamente la operación de las instalaciones eléctricas deben cumplir con los principios de la coordinación de la operación establecidos en la LGSE. Adicionalmente, se ajusta la redacción para aclarar que el objetivo del Plan de Descarbonización es implementar una hoja de ruta con medidas necesarias a corto y mediano plazo, que permitan una transición energética eficiente, segura, sostenible y resiliente.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	En el resumen ejecutivo se omite la relevancia de que el Plan de Descarbonización y todas las acciones, ejes y medidas deben ser económicamente eficientes, y que es un elemento esencial al momento de evaluar los lineamientos.	Agradecemos su observación. Se ajusta la redacción para aclarar que el objetivo del Plan de Descarbonización es implementar una hoja de ruta con medidas necesarias a corto y mediano plazo, que permitan una transición energética eficiente, segura, sostenible y resiliente.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Considerando el amplio alcance del Plan de Descarbonización, se sugiere establecer un orden de prioridad de las medidas planteadas.	Agradecemos la observación y la sugerencia formulada. Considerando la magnitud del desafío, el horizonte temporal de implementación y la participación de múltiples instituciones, resulta pertinente establecer un orden de ejecución de las medidas. En este sentido, se incorpora en la versión final del Plan un cronograma con los plazos de modificaciones regulatorias necesarias para dar cumplimiento a los objetivos establecidos en cada una de las medidas propuestas.
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	En particular, observamos que se le da poca relevancia a la flexibilidad que puede entregar la demanda eléctrica al plan de descarbonización (solo la medida 28 se refiere a esta oportunidad). Sugerimos agregar una medida en el eje 3 para generar tarifas flexibles en el corto plazo para clientes regulados. Además, sugerimos agregar una medida en el eje 4 que busque aprovechar el potencial de flexibilidad que existe en el sector de la demanda.	Agradecemos la observación. No obstante, dado que el alcance del Plan en acciones focalizadas en el mercado mayorista, las modificaciones y/o adecuaciones necesarias al segmento de distribución se encuentra dentro del alcance de este Plan
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	En general avanza hacia la dirección correcta, buscando descarbonizar la matriz energética. Esto apuntando al uso de energías bajas en carbono, promoviendo la electrificación de la demanda y aumentando la flexibilidad e infraestructura en transmisión.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Respecto a las medidas propuestas en el plan y las eventuales modificaciones regulatorias que deriven de aquel, ¿serán vinculantes para este y el siguiente gobierno? ¿Cuál será el mecanismo de seguimiento de cumplimiento del plan?	Gracias por su observación. En respuesta a su consulta, el Plan contempla las condiciones habilitantes necesarias, en coherencia con la visión de largo plazo de las metas definidas en la Política Energética Nacional. Asimismo, respecto al seguimiento de las medidas propuestas, la versión final del Plan incorpora un nuevo Capítulo 6: "Gobernanza para la implementación y el seguimiento del Plan", cuyo propósito es garantizar una ejecución efectiva del Plan de Descarbonización. Este capítulo establece los mecanismos para una coordinación adecuada de las acciones, el monitoreo permanente de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos en las medidas adoptadas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Página 8 “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. Consideramos relevante que se evalúe las emisiones de ciclo de vida (de la cuna a la tumba) de ambos combustibles. No sólo las emisiones en su uso, con el fin de no promover una iniciativa que en vez de reducir emisiones sólo las desplace.	Se explicita que el Plan se centra en medidas necesarias para una “transición energética justa de entrada” y se complementa con otros instrumentos como la ETSEJ, que se enfoca en “transición energética justa de salida”, lo cual fue revisado por el MMA.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	El desafío que enfrentamos nos obliga a actuar de manera coordinada e intersectorialmente. La incidencia del sector energético en el ciclo de la construcción es alta, y al mismo tiempo, como sector, somos clave en alcanzar la transición energética, al proveer la infraestructura habilitante para reemplazar la matriz energética, despliega la infraestructura productiva y habitacional que hará uso de esta energía de manera eficiente. Este Plan es el camino correcto, pero ciertas medidas deben abarcar otras tipologías de infraestructura que son clave para alcanzar las metas de descarbonización y transición. La estrategia no puede tratarse de manera aislada entre sectores y abordar solo una parte del ciclo hacia la carbono neutralidad.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	Proceso de participación vinculante y temprana para proyectos energéticos: Si bien el relacionamiento comunitario temprano se lleva a cabo de manera voluntaria desde algunas empresas, se debe contar con directrices claras desde el Estado que aseguren que la participación no implique cooptación de las comunidades a través de regalías, beneficios u otros. La implementación del Acuerdo de Escazú en Chile, liderado por el Ministerio del Medio Ambiente y por el Servicio de Evaluación Ambiental (en términos de proyectos), es una oportunidad para sentar las bases, teniendo en consideración proyectos energéticos que son más modernos, como aquellos ligados a las energías menos convencionales (especialmente solar fotovoltaica y concentración de potencia, eólica, biomasa, cogeneración, geotérmica, entre otras que podrían surgir), almacenamiento energético (tanto puros o stand alone como conectados a generación), transmisión, hidrógeno verde, entre otras tecnologías que pudieran surgir a gran escala.	Agradecemos su observación. Las materias específicas de la implementación serán abordadas en los instrumentos respectivos.
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	Flujo de información constante: Mantener canales de comunicación claros, efectivos, permanentes y validados con las contrapartes y representantes de diferentes sectores, haciendo hincapié en aquellos grupos o sectores más expuestos y vulnerados por la transición energética. Entre soluciones de este tipo se encuentran boletines, reuniones periódicas, trabajo en terreno, difusión en medios de comunicación (no solo redes sociales o digitales), un trabajo sostenido de las Secretarías Regionales Ministeriales, entre otras.	Agradecemos su sugerencia. Será considerada dentro de las iniciativas correspondientes.
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	El nombre Plan de Descarbonización perpetúa el error de considerar a la Descarbonización como el mero retiro de las centrales a carbón. Considero relevante marcar ese punto, que no se aborda en el documento de manera explícita, y puede llevar a conclusiones erróneas al lector menos familiarizado. En ese contexto, ¿qué sucederá con las centrales diesel? ¿habrá plan para su retiro? No aparecen en este documento, lo cual se entiende, dado el enfoque hacia el retiro del carbón, pero no es descarbonización en su totalidad.	Agradecemos su observación. Al respecto, se indica que el alcance del Plan de Descarbonización es a corto-mediano plazo, con foco en 2030. Por ello, una de sus prioridades es el retiro de centrales a carbón. Por su parte, la visión a largo plazo se encuentra establecida en las metas de nuestra Política Energética Nacional.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Si bien es un plan abrangente que considera aspectos clave que facultarían la transición del sector eléctrico, de un modo general, mantiene la visión tradicional que caracteriza el actual sistema, i.e., sigue centrando las acciones en las grandes infraestructuras de generación y transmisión, apenas hace consideraciones con relación a los sistemas de almacenamiento, no propone arreglos y/o instrumentos financieros en general, y que incentiven el desarrollo de una matriz más capilar y menos vertical, y lo más llamativo, no considera el desarrollo de capacidades técnicas, incluyendo actualizar las mallas curriculares de las universidades, para que el tema pase a ser, efectivamente, una política pública. Tampoco se aborda la adaptación al cambio climático en las medidas relativas a la localización y al territorio, y a la infraestructura.	Agradecemos su observación. Al respecto, le indicamos que parte de las inquietudes señaladas se encuentran abordadas mediante las medidas 17 y 20 de la versión definitiva del Plan. Por otro lado, efectivamente el alcance del Plan de Descarbonización es relativo al Sistema Eléctrico Nacional, específicamente el mercado mayorista, en coherencia con la visión a largo plazo de las metas establecidas en nuestra Política Energética Nacional.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Me parece importante mencionar, además, que la redacción del documento debe ser mejorada, principalmente, desde el punto de vista formal...no sólo hay fallas de edición, como por ejemplo, se utiliza de manera reiterada la expresión “nuestro” o “nuestra”, términos que deben ser evitados, tratándose de un documento público.	Se acoge. Se mejorará la estructura y redacción, de manera de facilitar su lectura y comprensión.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	El término sustentabilidad, debería ser revisado y utilizado con cautela y de manera a no confundir al lector, y solo si se refiere a los tres pilares y al uso de recursos sin afectar a las generaciones futuras...	Agradecemos su observación.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Finalmente, sugiero evitar menciones específicas a los gobiernos “de turno”, ser más preciso, menos reiterativo y evitar los adjetivos cualificativos.	Agradecemos la sugerencia. Se mejorará la estructura y redacción, de manera de facilitar su lectura y comprensión.
Sector Público	Comentarios generales sobre el Plan	Entendemos que es un plan de descarbonización del sistema eléctrico, pero nos parece relevante mencionar el H2 como un potencial en almacenamiento y estabilización del sistema?	Agradecemos su observación. Las infraestructuras productivas que destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación de energía renovable, son atendidas en la medida 20 de la nueva versión del Plan de Descarbonización, que promueve reglas claras que otorguen certidumbre a la integración de sistemas de generación-consumo.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Pareciese ser que todas las medidas son igual de relevantes. Sería conveniente establecer una prioridad en función al impacto de la medida en el objetivo principal, algo similar al informe del NDC de cambio climático (https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/08/NDC_2020_Espanol_PDF_web.pdf , página 93).	Agradecemos la observación y la sugerencia formulada. Considerando la magnitud del desafío, el horizonte temporal de implementación y la participación de múltiples instituciones, resulta pertinente establecer un orden de ejecución de las medidas. En este sentido, se incorpora en la versión final del Plan un cronograma con los plazos de modificaciones regulatorias necesarias para dar cumplimiento a los objetivos establecidos en cada una de las medidas propuestas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	No se hace mención alguna a la tarifa por energía, tema que hoy ha tenido ocupada la agenda sectorial. ¿cómo se promueve la transición, y el crecimiento de la demanda por electricidad, si no existen incentivos a la reconversión hacia la electrificación, y la tarifa por el servicio eléctrico es de las mas altas de LATAM?	Agradecemos su observación. Cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a la adecuación del actual segmento de distribución.
	Comentarios generales sobre el Plan	se podría mejorar el sistema de descarbonización para las empresas privadas con un monitoreo continuo	Gracias por su observación. La versión final del Plan incorpora un nuevo Capítulo 6: "Gobernanza para la implementación y el seguimiento del Plan", cuyo objetivo es asegurar una ejecución efectiva del Plan de Descarbonización. Este capítulo establece los mecanismos necesarios para una adecuada coordinación de las acciones, el monitoreo continuo de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos en las medidas adoptadas.
	Acción 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética	Adicionalmente, consideramos como una medida a sugerir, evaluar la implementación de un mecanismo de centralización de la información territorial, garantizando que el repositorio utilizado por el Ministerio de Energía para la elaboración del informe de variables ambientales y territoriales sea accesible al público. Esta medida podría fortalecer la transparencia y facilitar una mejor toma de decisiones por parte de todos los actores involucrados.	La información centralizada actualmente por el Ministerio de Energía es propiedad de diversos servicios y sólo para fines de planificación. Sin embargo esta información ya se encuentra centralizada y a disposición publicamente en el portal IDE Chile.
	Comentarios generales sobre el Plan	El plan constituye un valioso punto de partida para abordar diversas necesidades urgentes en el ámbito de la descarbonización. No obstante, sugerimos incorporar un enfoque más realista respecto de la factibilidad de implementar las medidas en un contexto de posible cambio de Ejecutivo. Asimismo, estimamos que resulta prioritario imprimir mayor urgencia a los plazos establecidos para las acciones y medidas propuestas.	Agradecemos la observación y la sugerencia formulada. Considerando la magnitud del desafío, el horizonte temporal de implementación y la participación de múltiples instituciones, resulta pertinente establecer un orden de ejecución de las medidas. En este sentido, se incorpora en la versión final del Plan un cronograma con los plazos de modificaciones regulatorias necesarias para dar cumplimiento a los objetivos establecidos en cada una de las medidas propuestas.
Otro	Comentarios generales sobre el Plan	se podría mejorar el sistema de descarbonización para las empresas privadas con un monitoreo continuo	Gracias por su observación. La versión final del Plan incorpora un nuevo Capítulo 6: "Gobernanza para la implementación y el seguimiento del Plan", cuyo objetivo es asegurar una ejecución efectiva del Plan de Descarbonización. Este capítulo establece los mecanismos necesarios para una adecuada coordinación de las acciones, el monitoreo continuo de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos en las medidas adoptadas.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Desde una perspectiva ambiental y de ordenamiento territorial, si bien las medidas propuestas van por lo general en el sentido correcto -sin perjuicio del análisis particular que se hará más adelante- no son suficientes para conseguir los objetivos en los plazos planteados para la Etapa II, esto es, 2030. Lo anterior, porque las medidas no permiten abordar con rapidez los tres principales problemas de la institucionalidad ambiental en lo que dice relación con los proyectos de generación y transmisión de energía: (A) excesivos tiempos de tramitación de permisos; (B) judicialización de los proyectos de inversión; y (C) paralización de obras por parte de la Superintendencia del Medio Ambiente. Si bien se debe corregir el marco regulatorio para otorgar reglas claras y disminuir los plazos, difícilmente estos cambios pueden tener un impacto real antes del año 2030, en especial, porque no consideran los aspectos (B) y (C).	Esta materia excede el ámbito del Plan de Descarbonización, por lo que se aborda desde una perspectiva integral e intersectorial en la Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa, complementaria a este Plan.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	En nuestra opinión, la categoría de "obras estratégicas" (OOEE) que se esboza en el plan es adecuada, pero requiere de un marco jurídico de excepción para que sea operativa en los plazos previstos y otorgue certezas jurídicas. En nuestra opinión, se podría generar un marco jurídico de excepción, acotado temporalmente, inspirado en las "Planining Act 2008" y "Crossrail Act 2008" inglesas, y en el sistema utilizado en la Ley de Concesiones de Obras Pública y su Reglamento, de manera que se puedan ejecutar estas OOEE en plazos razonables. Dicho marco jurídico de excepción podría incluir a lo menos los siguientes elementos: contenerse en una Ley, que posiblemente deba tramitarse como una LOC (1); establecer un mecanismo de selección de obras estratégicas con el más alto nivel de responsabilidad política -decreto supremo o inclusión de una primera nómina de proyectos seleccionados en las disposiciones transitorias de la ley- (2); establecer amplios poderes a la Administración para determinar las condiciones en que se ejecutarán estas obras, pudiendo imponer requisitos de orden ambiental u de otro tipo, que se concentren de manera indelegable en una Autoridad Política de alto nivel -Ministro- (3); excluir la aplicación del SEIA a estos proyectos (4); otorgarles compatibilidad territorial de pleno derecho (5); excluirlos de la necesidad de tramitar ciertos permisos -v. gr. municipales, forestales, concesiones marítimas- (6); concentrar el otorgamiento de los demás permisos y autorizaciones en un solo órgano -Ministro- (7); establecer un órgano jurisdiccional ad hoc -similar a la Comisión Arbitral- y que este órgano resuelva todas las materias referidas a estas obras estratégicas, incluida su eventual paralización o suspensión (8); que el rol de la SMA se acote a la fiscalización de otros instrumentos de gestión ambiental (v. gr. norma de ruido), pero que no pueda disponer la suspensión y paralización de las obras -sin perjuicio de que pueda coordinarse para que se soliciten ante el órgano que corresponda- (9); y, finalmente, que se establezcan procesos de participación ciudadana y consulta indígena con reglas especiales, permitiendo la impugnación del proceso únicamente en caso de vicios esenciales y relativos a normas procedimentales (10). Estas medidas podrían reducir hasta en una década los plazos asociados a variables ambientales y urbanísticas.	Se ajusta la medida para incorporarlo en los marcos existentes de planificación sectorial, considerando el contexto normativo vigente y en desarrollo, tales como la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales y el Proyecto de Ley de Aceleración de la Descarbonización.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	<p>"Pág 19. Se declara:</p> <p>"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 abordan que la transición hacia la descarbonización sea justa."</p> <p>¿Bajo qué criterios se define que la transición sea justa?"</p> <p>En varios pasajes del documento se menciona la capacidad de crear empleos de los proyectos de energía renovable, sin embargo, no se hace un análisis/reflexión de los impactos permanentes de la descarbonización. Por lo general, los proyectos de energía renovable necesitan de menos personal para su operación y mantenimiento, comparativamente hablando respecto a las centrales termoeléctricas. Es necesario que las medidas asociadas a la continuidad laboral consideren este hecho, y que también sea considerado al momento de definir las medidas y el cronograma de descarbonización, de manera de que el proceso efectivamente sea eficiente y "justo" con la población.</p> <p>En relación con la interacción del Plan con la Estrategia de Transición Socio Ecológica Justa, es preocupante que algunas medidas puedan quedar obsoletas antes de comenzar su vigencia producto de definiciones que se tomarán en otro instrumento regulatorio, perteneciente a otro ministerio. En este sentido, se espera que el Ministerio de Energía lidere el proceso de transición energética, estableciendo criterios de eficiencia técnica y económica, respetando los requerimientos medioambientales, pero sin descuidar la seguridad y resiliencia del sistema. En este sentido, las medidas ambientales deben alinearse con los requerimientos del sistema, o al menos coordinarse para establecer medidas que no mermen la calidad y la seguridad del servicio eléctrico.</p> <p>Se solicita explicitar qué se entiende por resiliencia en el contexto del sector eléctrico y de este plan de descarbonización. Sin lo anterior, es difícil dar una opinión acabada de lo que se plantea, ya que se considera este concepto como una base para justificar algunas medidas propuestas.</p>	<p>En la versión definitiva del Plan de Descarbonización se revisa y ajusta la coherencia entre los instrumentos. Se explicita que el Plan se centra en medidas necesarias para una "transición energética justa de entrada" y se complementa con otros instrumentos como la ETSEJ, que se enfoca en "transición energética justa de salida", lo cual fue revisado por el MMA. Se agrega definición de resiliencia, en el contexto del Eje 2.</p>
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	<p>Si bien se entiende que el sector eléctrico tiene un rol importantísimo para alcanzar la carbono neutralidad al año 2050, queda la duda de si la responsabilidad del sector, y por lo tanto las medidas a tomar, se condice con los aportes solicitados a otros sectores de la economía, teniendo en consideración que la energía es un bien de consumo esencial para la población. Se solicita revisar que las medidas requeridas al sector eléctrico no sean desproporcionadas respecto a las medidas que deben realizar otros sectores, como el transporte, la minería, agricultura, entre otros.</p> <p>1. ¿Cómo se asegura que los ejes y medidas presentadas sean eficientes, costo-efectivas y que mejoren la resiliencia? Esto dado que no se explicita la evaluación y forma de medición de las medidas propuestas.</p> <p>2. No queda claro cómo se controlará la estabilidad y seguridad de suministro. Se solicita indicar explícitamente cómo se realizará el seguimiento de estos atributos del sistema.</p>	<p>Agradecemos su observación. Cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. - Se incorpora en la versión final del Plan un nuevo Capítulo 6: "Gobernanza para la implementación y el seguimiento del Plan", cuyo objetivo es asegurar una ejecución efectiva del Plan de Descarbonización. Este capítulo establece los mecanismos necesarios para una adecuada coordinación de las acciones, el monitoreo continuo de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos en las medidas adoptadas. - Los requerimientos necesarios para garantizar la seguridad del suministro se encuentran en la normativa técnica correspondiente, y es atribución del Coordinador Eléctrico Nacional la coordinación de la operación de las instalaciones de manera de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. Por su parte, la estabilidad corresponde a uno de los atributos necesarios de monitorear con el fin de garantizar la seguridad de suministro.</p>
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	<p>"Pág 8. Se declara lo siguiente:</p> <p>"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."</p> <p>Si bien se reconoce un aporte del gas natural a la transición energética, no hay medidas concretas que respalden la infraestructura necesaria para poder acompañar el proceso de cambio, considerando que las inversiones en infraestructura necesitan de plazos largos y seguros para poder ser financiadas."</p>	<p>Agradecemos su observación. Las medidas 1 y 2 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización, contemplan iniciativas destinadas a facilitar la descarbonización de la matriz energética.</p>
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	<p>"Pág 8. se afirma de las energías renovables:</p> <p>"Aporte en la progresiva reducción del costo de desarrollo sistémico, en comparación a un sistema hidrotérmico"</p> <p>Por favor, proveer respaldo de esta afirmación, considerando el costo total de desarrollo de estas tecnologías (transmisión, servicios complementarios y suministro de energía 24/7). Si bien compartimos que la energía renovable contribuye a disminuir el costo de operación del sistema, realizar un análisis solo considerando esta variable podría ser sesgado. "</p>	<p>Se ajusta redacción del Plan para precisar su contenido.</p>
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	<p>"Pág 12. Se declara:</p> <p>"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..."</p> <p>Sería deseable explicitar cuáles son los atributos y cuantificarlos para poder determinar si las medidas son suficientes, o excesivas, para reemplazar lo entregado por las unidades carboneras."</p>	<p>Los atributos están relacionados principalmente a las características de inercia y aporte de niveles de cortocircuito que brindan la generación sincrónica y que debe ser reemplazada de manera eficiente en el sistema.</p>
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	<p>Pág 4. Cuando se menciona "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,..." ¿ La eficiencia mencionada considera la eficiencia económica?. De ser así, ¿de qué manera se está mediando el cumplimiento de la eficiencia económica en este plan?.</p>	<p>Gracias por su observación. La versión final del Plan incorpora un nuevo Capítulo 6: "Gobernanza para la implementación y el seguimiento del Plan", cuyo objetivo es asegurar una ejecución efectiva del Plan de Descarbonización. Este capítulo establece los mecanismos necesarios para una adecuada coordinación de las acciones, el monitoreo continuo de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos en las medidas adoptadas.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	"Pág 18. Se declara: "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." Se solicita definir qué indicadores serán revisados para la correcta evaluación de la efectividad del plan."	Gracias por su observación. La versión final del Plan incorpora un nuevo Capítulo 6: "Gobernanza para la implementación y el seguimiento del Plan", cuyo objetivo es asegurar una ejecución efectiva del Plan de Descarbonización. Este capítulo establece los mecanismos necesarios para una adecuada coordinación de las acciones, el monitoreo continuo de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos en las medidas adoptadas.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	En este documento se refieren a combustibles de diferente tipos: "sotenibles," "de transición", "fósiles", "limpios", "de cero emision", "de baja emisiones". Sería útil contar con un glosario que defina claramente cada uno de estos tipos de combustibles para evitar confusión.	Agradecemos su observación. Se ajusta la redacción del plan para facilitar su comprensión.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	En general creemos que tanto los ejes, como las acciones y medidas se mantienen un plano y perspectiva extremadamente genérico, sin sustentos normativos claros ni propuestas específicas, lo que hace difícil realizar comentarios.	Gracias por su comentario. La versión final del Plan se estructura en torno a cuatro ejes fundamentales que respaldan su objetivo principal: facilitar el retiro del carbón de la matriz eléctrica y acelerar el desarrollo de condiciones de mercado, infraestructura y operación de la red que permitan cumplir las metas climáticas nacionales vinculadas a la descarbonización. Dicho Plan presenta 28 medidas concretas a fin de imprimir celeridad a la transición energética en Chile, en el marco de los siguientes 4 ejes Eje 1 – Incentivos e Inserción Territorial para el Desarrollo de Proyectos Energéticos: Se proponen medidas para impulsar el desarrollo de proyectos que compensen el retiro del carbón, así como iniciativas para reconvertir centrales térmicas hacia combustibles de transición o alternativas de bajas emisiones, resguardando la actividad económica y el empleo. Además, se incluyen acciones para asegurar una adecuada inserción territorial de los proyectos necesarios para la descarbonización. Eje 2 – Planificación Estratégica para el Desarrollo del Sistema Eléctrico: Este eje aborda la planificación y expansión del sistema de transmisión, infraestructura clave para habilitar la descarbonización de la red eléctrica. Eje 3 – Transmisión Eléctrica como Habilitante para la Carbono Neutralidad: Complementa el eje anterior mediante mejoras en la operación del sistema de transmisión, promoviendo un uso más eficiente de la infraestructura existente, una expansión óptima y la incorporación de nuevas tecnologías. Eje 4 – Sistema Eléctrico Seguro y Flexible en un Contexto Altamente Renovable: Considera aspectos técnicos y regulatorios del funcionamiento de los mercados eléctricos, tanto desde una perspectiva de corto plazo —incluyendo operación y señales de precio— como de largo plazo, enfocada en el diseño del mercado y las señales de inversión.
Academia y Centros de Investigación	Comentarios generales sobre el Plan	Me parece un plan muy acertado, ya que las centrales a carbón, utilizadas durante años para generar electricidad, han sido una importante fuente de contaminación. Este plan, cuyo propósito es alcanzar la carbono neutralidad para el año 2050, garantiza una transición ordenada y efectiva hacia el uso de energías renovables, contribuyendo así al cuidado del medio ambiente y al desarrollo sostenible.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Comentarios generales sobre el Plan	Me parece bien, esta bien diseñado y es necesario para que Chile alcance la carbono neutralidad en 2050. Esta bien diseñado. Igual dependerá de como se implemente.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Comentarios generales sobre el Plan	Actividades participativas y que además tienen una cronología de estado, pensando en mediano y largo plazo para mejorar las condiciones de nuestro planeta, es ideal para que las futuras generaciones tomen el ejemplo y esto que partió en Energía se extienda a todos los sectores del estado de Chile.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>2. Alcance del Plan de Descarbonización: cierre de centrales, reconversiones y la obligación de contar con Planes de Cierre y Abandono</p> <p>El borrador del Plan de Descarbonización pierde la oportunidad de ser un verdadero aporte a que la transición energética que está ocurriendo en Chile sea justa, al no actualizar el cronograma de retiro de centrales y no exigir que toda central termoeléctrica a carbón que cese operaciones cuente con un plan de cierre y abandono (pp. 22-23).</p> <p>Sumado a lo anterior, no existe claridad respecto a los criterios que se consideran para que una reconversión sea acorde a una transición energética justa y no se trate de una mera sustitución de combustibles que perpetua efectos negativos para el clima, el medioambiente y las comunidades.</p> <p>Sobre el Alcance del Plan de Descarbonización En el borrador se señala que “(...) 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 (...)” (p.11). Sin embargo, consideramos que este mensaje sobre el alcance del Plan está muy limitado a la voluntad de cierre de los propietarios y no expresa una voluntad estatal impulsando mayor ambición. Limitar el alcance del Plan a la voluntad de los propietarios de las centrales no garantiza un proceso acelerado ni justo de descarbonización. Esto refleja una falta de liderazgo estatal y una dependencia de los intereses privados, que podría perpetuar la operación de plantas contaminantes. El Plan no presenta ninguna fecha de cierre respecto a las mismas ocho centrales rezagadas con fecha pendiente. En ese sentido, el Estado debe establecer un cronograma vinculante para el retiro de todas las centrales a carbón, acompañado de sanciones por incumplimientos</p> <p>Además, cualquier reconversión a gas u otros combustibles de transición debe incluir un análisis integral de ciclo de vida y ser autorizada sólo si demuestra una reducción significativa de emisiones totales.</p> <p>La obligación de presentar Planes de Cierre y Abando como parte de una salida responsable El borrador no ofrece claridad sobre las etapas y actividades conducentes al cierre y abandono de las centrales. Así tampoco propone medidas concretas para apoyar a los trabajadores y comunidades afectadas por el cierre de las centrales ni establece acciones específicas para la remediación ambiental y social de los territorios donde operan u operaron estas instalaciones.</p> <p>La exclusión de las comunidades locales en la toma de decisiones sobre proyectos energéticos perpetúa la inequidad ambiental en las zonas afectadas por centrales. Esto contradice los principios de justicia ambiental y participación vinculante establecidos en tratados internacionales como el Acuerdo de Escazú. Además, la ausencia de mecanismos claros para fiscalizar los planes de cierre podría derivar en una remediación ambiental superficial y en la perpetuación de los daños sociales en las zonas afectadas. Tampoco se incluyen mecanismos para fiscalizar y asegurar el cumplimiento de las normativas sectoriales que se tornan especialmente relevantes para aquellas centrales que cierran que no cuentan con RCA ni planes de cierre y abandono. Sería adecuado introducir un sistema de auditorías independientes y transparentes que evalúe los resultados de los planes de cierre en términos de remediación ambiental y reactivación económica de las comunidades locales, con mecanismos de participación ciudadana vinculantes y recursos para que las comunidades puedan presentar contrapropuestas y auditorías independientes. Los planes de cierre también deberían contemplar indicadores de desempeño que midan la eficacia de la remediación ambiental y social en los territorios afectados. Esto podría incluir, por ejemplo, metas cuantificables para la restauración de ecosistemas, así como programas de reentrenamiento laboral para los trabajadores desplazados. Consideramos que el Plan de Descarbonización debería incluir la obligación de elaborar y ejecutar planes de cierre y abandono para todas las termoeléctricas que cesen sus operaciones, independiente de si cuentan o no con una RCA vigente. Esta medida estaría en línea con la normativa ambiental chilena y los compromisos internacionales asumidos por el Estado, no limitándose a la remediación de suelos. A saber:</p> <p>Ley General de Bases del Medio Ambiente (Ley N° 19.300): Esta ley establece que todos los proyectos que generen impactos significativos deben incluir medidas de mitigación, reparación y compensación aprobadas mediante una RCA. Algunas centrales termoeléctricas fueron aprobadas antes de esta normativa, razón por la cual no cuentan con RCAs. El principio precautorio y el deber del Estado de proteger el medio ambiente justifican que la exigencia les aplique, aún a falta de RCA. La obligación de contar con planes de cierre supliría este vacío. Decreto Supremo N° 40/2013 (Reglamento del SEIA): Este reglamento establece la obligatoriedad de presentar medidas de cierre y abandono en proyectos con impactos ambientales significativos. Si bien algunas centrales cerradas se aprobaron antes de esta normativa, el principio precautorio y el deber del Estado de proteger el medio ambiente justifican aplicar regulaciones actuales en estos casos. Clasificación de Residuos Peligrosos (Decreto N° 148 del MINSAL): La falta de una clasificación clara de las cenizas de carbón genera riesgos ambientales graves. Muchas empresas asumen que sus cenizas no son peligrosas sin realizar estudios completos, dejando residuos sin gestión adecuada. La obligación de contar con planes de cierre resolvería este vacío. Otras normas internas: DFL 725/1996 MINSAL sobre Manejo y disposición de los residuos, DS 594/2000 MINSAL sobre Acumulación, tratamiento, transporte y disposición final de residuos industriales, DFL 75 / 1987 MTT sobre Transporte de cargas (desperdicios), DE 298 / 1995 MTT sobre Transporte de sustancias peligrosas, DS 43/2016 MINSAL sobre Condiciones de seguridad de almacenamiento de sustancias peligrosas, DS 57 / 2021 MINSAL sobre Clasificación de sustancias peligrosas, DS 38 / 2011 MINSAL sobre Emisión de ruido, DS 144 / 1941 MINSAL sobre Emanaciones y contaminantes atmosféricos, y DFL 458 / 1975 MINVU sobre Construcción, reconstrucción, alteración, ampliación y demolición de edificios. Principios Internacionales y Compromisos de Chile: La falta de planes de cierre compromete los compromisos internacionales de Chile en instrumentos tales como el Acuerdo de París y la consecuente Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC), que contiene un claro componente de justicia social y ambiental. A mayor abundamiento, el Plan de Descarbonización debe alinearse con estas obligaciones y considerar:</p> <p>-Debida Diligencia: El plan propuesto debería integrar un enfoque de debida diligencia para asegurar que las empresas del sector energético tomen responsabilidad por sus impactos ambientales y contribuciones al cambio climático. Esto implica que las empresas identifiquen, evalúen y mitiguen los riesgos ambientales asociados con la transición hacia energías limpias, garantizando que sus actividades no violen los derechos humanos ni generen efectos negativos en las comunidades y el medio ambiente.</p>	<p>Se ajusta redacción del Plan para aclarar que su alcance consiste en medidas necesarias para una “transición energética justa de entrada”, siendo complementado por otros instrumentos como la Estrategia de Transición Socio Ecológica Justa (ETSEJ), que se enfoca en “transición energética justa de salida”, lo cual fue revisado por el MMA.</p>

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>1. El Gas Natural como Combustible de Transición en el Plan de Descarbonización</p> <p>El borrador del Plan de Descarbonización se apoya significativamente en el gas natural como combustible de transición para asegurar la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico durante el retiro progresivo de las centrales a carbón (p. 11). El documento menciona al gas como una fuente clave para proporcionar respaldo y seguridad al sistema eléctrico mientras se avanza hacia una matriz energética descarbonizada (p. 8). Esto incluye medidas como la reconversión de centrales a carbón a gas natural y el desarrollo de nueva infraestructura relacionada, justificando su inclusión por su menor huella de carbono en comparación con el carbón y su capacidad para operar de manera flexible (pp. 8 y 28).</p> <p>Los Riesgos del Gas Natural como Combustible de Transición</p> <p>Sin embargo, utilizar el gas natural como combustible de transición implica riesgos significativos que podrían comprometer los objetivos climáticos de Chile:</p> <p>Emisiones de Metano y de otros gases contaminantes: El gas natural está compuesto principalmente de metano, un gas de efecto invernadero y contaminante climático de vida corta con un potencial de calentamiento global hasta 82,5 veces mayor que el CO2 en un período de 20 años. Aunque el gas natural es presentado como un combustible con menor huella de carbono que el carbón, es crucial incluir en el Plan un análisis exhaustivo de las emisiones fugitivas de metano en la cadena de suministro, un factor que no se menciona en el borrador. Las fugas en su producción, transporte y uso son comunes y está comprobado que en su mayoría son subestimadas. Estas emisiones podrían revertir cualquier ventaja climática asociada al gas natural. La inclusión del gas como “transición” podría comprometer los compromisos de Chile con el Acuerdo de París al no contemplar medidas para monitorear y reducir dichas fugas. Por otro lado, las plantas a gas pueden emitir otros contaminantes tóxicos como PM2.5, óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO), compuestos orgánicos volátiles (COVs) y formaldehído. Algunos de estos contaminantes son precursores al ozono, que, además de ser muy dañino para la salud, es también un poderoso gas de efecto invernadero.</p> <p>Bloqueo Tecnológico (Lock-in): Invertir en infraestructura de gas crea una dependencia a largo plazo, ya que estas inversiones requieren décadas para recuperar sus costos. Las empresas que incurran en esos costos tendrán intereses económicos importantes de no transicionar a fuentes realmente limpias una vez que entren en el negocio. Volatilidad de Precios y Dependencia Externa: Chile no produce gas natural, por lo que depende de importaciones sujetas a fluctuaciones de precios y riesgos geopolíticos, como ocurrió en el pasado con los cortes de suministro desde Argentina. Impactos Ambientales Locales: Es muy probable que el gas importado provenga de Vaca Muerta en Argentina, donde se practica el fracking, una técnica altamente dañina para el medio ambiente. Esto también debe considerarse cuando estamos hablando de los aportes de Chile en la lucha global por el equilibrio climático. En ese sentido, el Plan debería analizar el impacto económico de depender de gas importado, especialmente en un contexto geopolítico inestable. Impactos en las Comunidades en Zonas de Sacrificio: El aumento en la importación y uso de gas natural implicaría también consecuencias negativas para las comunidades que viven en las zonas donde se encuentran los puertos de recepción de este combustible. Estas comunidades, ya afectadas históricamente por actividades industriales contaminantes, seguirían sufriendo degradación ambiental y riesgos, por el aumentado transporte y almacenamiento de gas. Entre estos riesgos se incluyen posibles fugas, emisiones contaminantes y el peligro constante de explosiones, dado el carácter altamente inflamable del gas natural. Ampliar esta infraestructura perpetuaría el modelo de “zonas de sacrificio”, contradiciendo los compromisos gubernamentales de remediar y proteger estos territorios y a sus habitantes.</p> <p>Sin medidas concretas, el cierre de centrales podría agravar el desempleo y la precariedad económica en las zonas de sacrificio. El Plan debería incluir un compromiso explícito para eliminar las zonas de sacrificio, acompañado de un cronograma y medidas específicas de transición productiva para estas comunidades. Sería conveniente fomentar las iniciativas de transición justa, para así financiar programas de reentrenamiento laboral y fomentar proyectos productivos sostenibles en las comunidades afectadas. Este fondo debería estar supervisado por un comité independiente con representación comunitaria.</p> <p>Nuestra Propuesta Chile puede avanzar hacia una matriz energética descarbonizada sin aumentar su dependencia del gas natural, considerando las siguientes estrategias: Uso del Gas Existente: Mantener las centrales a gas actualmente operativas como respaldo temporal, sin construir nueva infraestructura. Energías Renovables y Almacenamiento: Acelerar el desarrollo de energías renovables junto con tecnologías de almacenamiento que ya están disminuyendo en costos y mejorando en capacidad. Esto incluye no solo crear condiciones habilitantes para el despliegue de energías renovables, sino también derogar las barreras que impiden su despliegue como aquella contenida en la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Licuado Regasificado, que introduce una excepción al mecanismo de orden económico en el despacho eléctrico, otorgando preferencia al GNL inflexible sobre fuentes de generación más económicas, como la solar y eólica. Para maximizar la eficiencia del uso del gas existente y evitar nuevas inversiones en infraestructura fósil, sería estratégico incluir en el Plan medidas específicas que promuevan contratos de energías renovables a largo plazo. Estos contratos podrían sustituir progresivamente a las plantas a gas, acelerando la transición hacia una matriz energética renovable. Esto debería establecer un sistema de incentivos financieros que favorezca la transición de las empresas generadoras hacia tecnologías 100% libres de emisiones. Generación Distribuida: Promover la generación distribuida que, además de solucionar el problema de las fuentes energéticas, disminuye la pobreza energética y empodera a las comunidades.</p> <p>Eficiencia Energética y Gestión de la Demanda: Implementar programas robustos de eficiencia energética y gestión de la demanda para reducir el consumo total de energía y manejarlo mejor, según la variabilidad de las renovables.</p> <p>En suma, incluir nueva infraestructura de gas natural en el Plan de Descarbonización compromete los objetivos climáticos de Chile y genera riesgos económicos y ambientales innecesarios, sobre todo para las comunidades en zonas de sacrificio que han de ser beneficiadas por la transición. Una transición energética justa y sostenible requiere enfocarse en energías limpias y renovables y en tecnologías que reduzcan la dependencia de todos los combustibles fósiles.</p> <p>Por ello, se debería incorporar un cronograma específico para reducir progresivamente la dependencia del gas, acompañado de metas intermedias que prioricen energías ren-</p>	<p>Se ajusta el texto, de manera de incorporar en las medidas 1 y 2 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización, que se enfocan en iniciativas destinadas a infraestructura habilitante para la descarbonización, tales como sistemas de almacenamiento, obras de transmisión o reconversión de centrales. Por su parte, la medida 25 del Plan considera el monitoreo y evaluación prospectiva de la infraestructura existente, y las medidas del Eje 4, en general, otorgarán mayor flexibilidad al sistema con el objetivo de permitir un uso eficiente de la energía y una mayor penetración de energía renovable. Finalmente, cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a la adecuación del actual segmento de distribución.</p>

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>3. El rol de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en la transición energética</p> <p>La CNE es un organismo público técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objetivo de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Entre sus funciones, se encarga de fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas.</p> <p>Hasta el momento, la CNE no ha incorporado criterios ambientales o climáticos en el despacho eléctrico, situación que se explica en parte por la antigüedad de su normativa fundante. La normativa que regula la CNE, Decreto Ley N° 2.224, data de 1978, época en la que los países aún no interiorizaban plenamente los desafíos climáticos y ambientales en sus marcos institucionales.</p> <p>Sin embargo, la incidencia directa de la CNE en la operación y despacho de las centrales de generación lo convierte en un organismo esencial para lograr una transición energética hacia un sistema limpio, sostenible y resiliente a la crisis climática.</p> <p>De otro lado, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es un organismo técnico e independiente, que sin ser parte de la Administración Pública fue creado para llevar a cabo la coordinación de la operación del sistema eléctrico de manera segura y económica, conforme a la ley y reglamento de servicio eléctrico y normas técnicas que determine la CNE.</p> <p>El CEN tampoco cuenta con criterios ambientales o climáticos a ser tomados en cuenta en la coordinación del despacho eléctrico, por herencia de las limitaciones propias de la CNE. Empero, para lograr el liderazgo necesario que impulse la rápida inclusión de las energías renovables en la matriz, es imprescindible que el Ejecutivo imponga a la CNE y al CEN la obligación de incorporar un nuevo criterio ambiental y climático en las decisiones de despacho eléctrico. Las fuentes de energía no deberían seleccionarse únicamente según su desempeño en términos de economía y eficiencia; también es fundamental que se consideren sus impactos ambientales y climáticos.</p> <p>Aún con la falta de dicho criterio ambiental/climático, las renovables siguen teniendo buena integración al sistema, debido a sus bajos costos de generación; pero el hecho de que sean el tipo de energía más limpia no es un factor decisivo en el despacho. El gas natural, por ejemplo, continúa siendo competitivo y es despachado sin que sus impactos climáticos sean considerados.</p> <p>Reconocimiento de la Competencia Ambiental de la CNE y el CEN</p> <p>A pesar de la ausencia de un mandato formal, el CEN ya ha mostrado señales de estar preparado para asumir un rol ambiental más activo. Su "Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada" reconoce que alcanzar una matriz energética 100% renovable para 2030 es desafiante, pero posible, siempre que se adopten medidas regulatorias y tecnológicas adecuadas.</p> <p>Además, la CNE ha reconocido su competencia ambiental en diversos documentos oficiales y su misión institucional, vinculada a los objetivos climáticos y de sostenibilidad del país:</p> <p>Evolución en sus hojas de identificación: las hojas de identificación de la CNE, disponibles en el portal de la Dirección de Presupuestos (DIPRES) del gobierno, evidencian una clara evolución hacia la integración de objetivos ambientales en su misión y objetivos estratégicos. Desde 2002 hasta 2006 estos documentos destacan la necesidad de un desarrollo energético ambientalmente sustentable, la protección del medio ambiente, la promoción de la eficiencia energética, el desarrollo de energías renovables no convencionales y la participación en instancias de coordinación medioambientales. Más recientemente, consolidan su rol en la transición hacia una matriz energética más limpia, sostenible y alineada con los compromisos climáticos. Su misión oficial: La misión de la CNE, disponible en el portal web de la CNE, tiene una fuerte connotación ambiental, al mencionar un objetivo de desarrollo sostenible, de cumplimiento de objetivos de política pública y de contribuir a que la energía aporte al bienestar y a la vida digna de las personas.</p> <p>Nuestra Propuesta Se propone incluir en el Plan de Descarbonización una disposición que obligue a la CNE y al CEN a considerar criterios ambientales y climáticos en sus decisiones de despacho eléctrico, formalizando así una competencia que ya está implícitamente reconocida.</p> <p>Esto debería incluir una modificación legal para incorporar formalmente el criterio ambiental en la regulación que guía las decisiones del CEN, con lo que este quede obligado a establecer un orden de despacho basado en factores económicos, de seguridad, ambientales y climáticos.</p>	<p>Agradecemos la observación y la sugerencia formulada. Señalamos que esta medida ha sido reestructurada e invitamos a revisar la Medida 3 "Instrumentos de incentivos a la descarbonización". Por su parte, las alternativas de implementación de esta medida serán evaluadas en la mesa de trabajo descrita para ello.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>4. Medidas para la eficiencia energética Si bien el Plan incorpora medidas orientadas a la eficiencia del sistema eléctrico, no establece medidas particulares dirigidas a la obtención de una mayor eficiencia energética en el consumo, en el sentido de incentivar el ahorro de la energía mediante la disminución de la demanda.</p> <p>La eficiencia energética busca reducir la cantidad de energía demandada sin sacrificar la calidad del servicio y/o los rendimientos buscados. Las políticas de eficiencia energética pueden incluir una amplia variedad de soluciones de reducción de demanda de energía en los procesos productivos de distintos sectores, incluyendo construcción, iluminación, refrigeración, calefacción, etc.</p> <p>La eficiencia energética es una de las formas más efectivas para minimizar el uso de electricidad en momentos de alta demanda, que es el momento cuando el sistema despacha a las plantas “píqueras”, usualmente las basadas en combustibles fósiles, con lo que se trata de una de las formas más fiables de abordar el cambio climático.</p> <p>El Plan no aborda suficientemente la integración de tecnologías en eficiencia energética, como redes eléctricas inteligentes o programas de medición y control de consumo. Esto limita el potencial para reducir emisiones y empoderar a los usuarios finales en el ahorro de energía.</p> <p>En el sector eléctrico, una de las herramientas regulatorias más efectivas es el “servicio de demanda controlable”, que se define como “una porción de demanda de energía eléctrica que los usuarios finales ofrecen reducir en horas punta, a cambio de una compensación por parte del operador del sistema”. Se trata de incentivos regulatorios para que los usuarios intervengan en sus propios patrones de consumo, adopten procesos más eficientes, disminuyan su demanda y sean debidamente compensados por ello.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>Es fundamental que el Plan de Descarbonización incorpore medidas orientadas hacia la eficiencia energética en el consumo de energía, acordes con el objetivo declarado de lograr un futuro energético sostenible.</p> <p>Por ejemplo, el Plan podría incorporar programas piloto que integren tecnologías inteligentes (smart grids) para mejorar la gestión de la demanda en tiempo real, para integrar de forma inteligente y dinámica las acciones de todos los usuarios conectados a ellas (los que generan energía, los que la consumen o los que hacen ambas cosas) con el fin de suministrar electricidad de manera eficiente, sostenible, económica y segura.</p> <p>Se podría también incorporar incentivos para la instalación de sistemas inteligentes de gestión energética en los hogares, además de estrategias nacionales de modernización de la infraestructura eléctrica.</p>	<p>Agradecemos su observación. Cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a la adecuación del actual segmento de distribución</p>
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>5. Necesaria actualización del sistema de cuotas de energía renovable para empresas eléctricas El Plan de Descarbonización debería actualizar el porcentaje mínimo de comercialización de energía limpia para las empresas eléctricas. La Ley 20.257, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, obliga a las empresas eléctricas con licitaciones con capacidad instalada superior a 200 MW, a que un porcentaje mínimo de su energía comercializada provenga de fuentes renovables. La normativa, emitida en 2010, señala que aquellas empresas con contratos celebrados entre el 31 agosto de 2007 y el 1 de julio de 2013, se les exigirá un incremento gradual hasta alcanzar el 10% en el año 2024. Y para aquellas empresas con contratos celebrados con posterioridad al 1 de julio de 2013, se les exigirá un incremento gradual hasta alcanzar el 20% el año 2025. Resulta que dichas metas se alcanzaron muy anticipadamente, ya al año 2020 el 10% de la energía producida provenía de fuentes renovables. Así las cosas, un mecanismo que pudo haber acelerado la transición a energías limpias no fue aprovechado. Lo anterior evidencia que el sistema de cuotas debe ser revisado, estableciendo una meta ambiciosa acorde con los tiempos que vivimos y con el objetivo último del Plan de Descarbonización, que es lograr un futuro energético sostenible.</p> <p>Nuestra Propuesta Las obligaciones de cuotas deben establecerse cosa de que impulsen efectivamente la penetración de energía renovable, por encima del ritmo de crecimiento natural observado en los últimos años. En este sentido, destacan iniciativas de ley en actual tramitación que proponen una meta del 60% de energía producida por fuentes renovables, para el año 2030 (Boletín No. 14755-08). Es primordial que el ejecutivo se comprometa a obtener un aumento de cuotas de energía renovable ambicioso, ya sea patrocinando y dando urgencia a proyectos en actual tramitación, o ingresando su propio proyecto a tramitación en el Congreso Nacional.”</p>	<p>La Política Energética Nacional establece la meta del 80% de penetración de energía renovable al 2030, así como un 100% de la energía eléctrica proveniente de energías renovables o energías cero emisiones al 2050, enfatizando que los sistemas eléctricos deberán estar preparados para lograrlo. Esto último tiene relación con que, para aumentar la penetración de energía renovable, el sistema eléctrico debe poseer la capacidad de gestionar esta energía eficientemente, y debe contar con las condiciones de flexibilidad adecuadas para garantizar una operación segura. En este contexto, el Plan de Descarbonización tiene como objetivo establecer una hoja de ruta que materialice las condiciones habilitantes para alcanzar las metas propuestas.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	<p>Valoramos mucho la publicación de este plan. Es especialmente positivo que se incluyan “medidas” y “acciones” específicas para cada eje, lo que no es tan común en planes gubernamentales a nivel internacional. Sin embargo, enfatizamos que, para que este plan sea realmente efectivo, es crucial que estas ideas se sigan desarrollando, refinando mediante consultas con la industria y, lo más importante, implementando en el detalle. En el sistema chileno, que está retirando mucha capacidad de centrales a carbón y aumentando significativamente la penetración de renovables, invertir en recursos flexibles es fundamental. Por lo tanto, consideramos importante que se complemente este plan con un enfoque sólido sobre las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico.</p> <p>En este sentido, valoramos la Estrategia de Flexibilidad lanzada en 2019 y recomendamos que se actualice anualmente, tal como se hace en otros países. Por ejemplo, en Europa, los gobiernos están trabajando en Evaluaciones de Necesidades de Flexibilidad (“Flexibility Needs Assessments”) para ayudar a los operadores de transmisión y distribución (TSOs y DSOs) a planificar la transición energética de manera eficiente. Estas evaluaciones permiten identificar las necesidades específicas de flexibilidad y guiar inversiones y políticas basadas en datos concretos.</p> <p>La Política Energética Nacional fue un paso importante para establecer objetivos y metas específicas para 2050, pero estuvo demasiado centrada en tecnologías específicas, como las energías renovables y el almacenamiento con baterías. Por el otro lado, este plan adopta un enfoque más general al abordar la necesidad de todos los recursos de flexibilidad, lo que consideramos un avance positivo.</p> <p>En línea con esto, destacamos la importancia de priorizar la neutralidad tecnológica, como se expresa en el Clean Energy Package de la Unión Europea, pilar de su estrategia de descarbonización. La neutralidad tecnológica implica abrir el mercado a todos los tipos de recursos y permitir que sea el mercado quien determine cuáles son los más rentables y efectivos para atender las necesidades del sistema.</p> <p>Este enfoque tiene varios beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia económica: facilita la consecución del objetivo N° 1 del plan: “Alcanzar un sistema eléctrico altamente eficiente en costos, optimizando tanto la operación diaria como las estrategias a largo plazo en los mercados energéticos”. • Transición justa: permite adquirir los recursos más rentables, reduciendo los costos para el sistema y, en consecuencia, para los consumidores. • Flexibilidad adaptada a las necesidades: evita depender exclusivamente de tecnologías intensivas en capital, como baterías, y en su lugar se enfoca en garantizar que la flexibilidad sea proporcionada por los recursos más económicos y eficientes disponibles, ya sean respuesta de la demanda, almacenamiento, generación flexible u otras tecnologías emergentes. 	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>3. Alcance del Plan de Descarbonización: El borrador del Plan de Descarbonización pierde la oportunidad de ser un verdadero aporte a que la transición energética que está ocurriendo en Chile se acelere y sea justa, ello debido a que se ya se consideraban avances en los Acuerdos Voluntarios de Cierre del 2018 y en la Estrategia de Transición Justa del 2021, pero este borrador de documento no actualiza el cronograma de retiro de centrales para que sea más ambicioso y tampoco proponer mejores medidas que las indicadas en la Estrategia de Transición Justa del 2021, sobre todo pues no avanza en exigir que toda central termoeléctrica a carbón que cese operaciones cuente con un plan de cierre y abandono (pp. 22-23). Ante lo anterior, se sugiere explicitar cuál es el valor público que genera este documento en comparación a los anteriores dado que no es más ambicioso que políticas públicas realizadas en el 2019 y 2021 respectivamente, perdiendo 3 años importantes para el avance en la transición energética de Chile, además de gasto público innecesario dado que el actual instrumento en consulta no es más ambicioso que el instrumento anterior, ni en materia de plazos y tampoco en materia de justicia energética.</p>	La Política Energética Nacional establece la meta del 80% de penetración de energía renovable al 2030, así como un 100% de la energía eléctrica proveniente de energías renovables o energías cero emisiones al 2050, enfatizando que los sistemas eléctricos deberán estar preparados para lograrlo. Esto último tiene relación con que, para aumentar la penetración de energía renovable, el sistema eléctrico debe poseer la capacidad de gestionar esta energía eficientemente, y debe contar con las condiciones de flexibilidad adecuadas para garantizar una operación segura. En este contexto, el Plan de Descarbonización tiene como objetivo establecer una hoja de ruta que materialice las condiciones habilitantes para alcanzar las metas propuestas. Adicionalmente, se ajusta redacción del Plan para aclarar que su alcance consiste en medidas necesarias para una “transición energética justa de entrada”, siendo complementado por otros instrumentos como la Estrategia de Transición Socio Ecológica Justa (ETSEJ), que se enfoca en “transición energética justa de salida”.
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>1. Ausencia de trazabilidad del proceso participativo: En los talleres participativos realizados existió una mesa de Transición Energética Justa y Comunidades, sin embargo, en el documento sometido a consulta pública no se realizan compromisos en esta materia, se consulta por la trazabilidad de lo que fue indicado en las 4 sesiones participativas y lo que finalmente fue acogido, indicando además las razones de no considerarlo. Se indica en el documento en consulta que los aspectos de transición justa serán abordados en la Estrategia de transición socioecológica justa (ENTSEJ), sin embargo, no queda constancia de que se realizó la coordinación interinstitucional pertinente para estos efectos, dado que a lo largo del Plan no se visualizan acciones que aseguren aspectos de justicia social como el ámbito laboral o de salud ni de justicia ambiental como la recuperación de ecosistemas y suelos dañados; y en la ENTSEJ los compromisos de descarbonización son distintos a los planteados en este plan.</p>	En las sesiones de la mesa de transición justa se trabajaron temas relacionados con: incorporación de variables sociales en la planificación energética territorial (aspecto que es tomado en la medida 10); estándares ambientales y sociales e involucramiento ciudadano (aspectos que son tomados en la medida 6); beneficios compartidos (aspecto tomado en la medida 7); reconversión productiva en las zonas en transición (aspectos que fueron traspasados a la Estrategia nacional de TSEJ que lidera Ministerio de Medio Ambiente, a través de un trabajo coordinado para acordar medidas que cubrieran las diversas demandas planteadas.
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>5. Las reconversiones anunciadas en el documento involucran pasar del carbón al uso de gas, biomasa, y cofiring carbón-amoniaco para la generación eléctrica: lo que significa continuar con el uso de fuentes fósiles con procesos de combustión. No existe una justificación que indique cómo las medidas de reconversión son más justas social y ambientalmente que el cierre, sobre todo por la liberación de contaminantes locales e impactos sobre la salud de la población, sumado a otras externalidades negativas particulares de estas fuentes. Más aún, se están dejando de lado otras propuestas tecnológicas que en su momento fueron estudiadas como factibles, por ejemplo, la reconversión de las centrales a baterías de carnot.</p>	Agradecemos la observación. La versión final del Plan propone, en su Medida 2, el desarrollo de un estudio por parte del Ministerio de Energía que permita identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que contribuyan a acelerar la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile. El objetivo es establecer lineamientos que orienten hacia soluciones eficientes para los procesos de cierre y reconversión de dichas infraestructuras.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	2. Lenguaje contradictorio con ENTSEJ: Se sugiere revisar desde la página 21 a la 24 para articular el contenido con el anteproyecto de la Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa, dado que ocupa otro lenguaje y en el caso del título debiese denominarse Transición Energética Justa y no Transición Justa, entendiendo que la Transición Energética es una de las muchas Transiciones Socioecológicas que podrían ocurrir en el país.	Se ajusta redacción respecto de esta materia.
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	4. Ausencia de planes de cierre /reconversión de centrales: El Plan de Descarbonización debería incluir la obligación de elaborar y ejecutar planes de cierre y abandono para todas las termoeléctricas que cesen sus operaciones, independiente de si cuentan o no con una RCA vigente. Esta medida estaría en línea con la normativa ambiental chilena y los compromisos internacionales asumidos por el Estado, no limitándose a la remediación de suelos.	Gracias por su observación. Este Plan de Descarbonización tiene como objetivo establecer las condiciones de cierre de centrales a carbón, estableciendo las condiciones habilitantes para ello. Por tanto, el Plan aborda las brechas identificadas para concretar el retiro y reconversión de centrales a carbón en coherencia con la visión a largo plazo de las metas establecidas en nuestra Política Energética Nacional.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Es un plan sumamente ambicioso, dado que gran parte de las medidas consideran su inicio el año 2025 y por medio de modificaciones reglamentarias, por lo anterior se sugiere la implementación de una carta gantt que permita hacer seguimiento a las medidas.	Gracias por su observación. La versión final del Plan incorpora un nuevo Capítulo 6: "Gobernanza para la implementación y el seguimiento del Plan", cuyo objetivo es asegurar una ejecución efectiva del Plan de Descarbonización. Este capítulo establece los mecanismos necesarios para una adecuada coordinación de las acciones, el monitoreo continuo de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos en las medidas adoptadas. De igual forma, se incorpora un cronograma con los plazos de ejecución de las modificaciones regulatorias necesarias para la implementación de las medidas del Plan.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Calendario asociado a la reconversión de centrales a Amoníaco.	No hay un calendario oficial de reconversión 100% amoníaco, sino un plan de co-combustión de carbón con amoníaco verde, que contempla un desarrollo de quemadores en 2025-2026 y una futura meta de llegar a un 50% de amoníaco en sus unidades. En cuanto a si podría ocurrir un aumento de las emisiones locales Nox y SOx, la combustión de amoníaco si puede generar NOx si no se controla adecuadamente, por otra parte al no contener azufre el amoníaco contribuiría a la reducción de SO2 al reemplazar parcialmente el carbón.
	Comentarios generales sobre el Plan	2. Incorporación de Medidas Concretas y Objetivos para Apoyar a Trabajadores y Comunidades Afectadas por el Cierre o Reconversión de Centrales a Carbón El documento menciona los impactos laborales generados por el cierre o reconversión de las termoeléctricas (página 21), pero esta responsabilidad se delega al Ministerio del Medio Ambiente. Sin embargo, el plan representa una oportunidad para establecer objetivos clave en áreas fundamentales: - Reconversión Laboral: Es esencial definir metas específicas, como el porcentaje de trabajadores de las termoeléctricas que logran acceder a nuevas oportunidades laborales en la misma región o dentro de la empresa. Para ello, es crucial implementar programas de capacitación centrados en las nuevas tecnologías que surgirán con la transición energética. - Diversificación Económica y Adaptación Rápida de las Comunidades Afectadas: Se debe promover el empoderamiento de las comunidades mediante una planificación estratégica que contemple los cambios derivados de la transición tecnológica. Además, es necesario fomentar la formación de técnicos y profesionales en centros educativos regionales, asegurando que la fuerza laboral local esté preparada para integrarse a los nuevos empleos que emerjan con las inversiones proyectadas en la zona. También es importante realizar estudios que analicen y proporcionen datos sobre la equidad de género en el ámbito energético en la región. - Desarrollar estrategias inclusivas con perspectiva de género: El plan es una oportunidad para desarrollar estrategias inclusivas y garantizar una participación equitativa en el proceso de transición energética. Se recomienda fomentar la realización de estudios que analicen y entreguen datos y recomendaciones sobre la equidad de género en el ámbito de energía en la región, específicamente en las comunas afectadas por la transición energética. Incorporar estas medidas no solo beneficiará a los trabajadores directamente afectados, sino que también contribuirá al desarrollo sostenible y a una transición justa hacia un futuro energético más limpio y equitativo.	Esta materia se aborda de manera general en las medidas que promueven una "transición energética justa de entrada" y se complementa con otros instrumentos que consideran diversas dimensiones de la sustentabilidad, como la Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa (ENTSEJ). En este contexto, el Ministerio del Medio Ambiente (MMA), a través de la Oficina de Transición Socioecológica Justa (OTSEJ), liderará y coordinará la implementación de la ENTSEJ en lo relativo a la "transición energética justa de salida". Por lo tanto, entre los principales aspectos que complementan el Plan de Descarbonización, destacan los mecanismos orientados a gestionar procesos de cierre y/o reconversión de infraestructuras de generación eléctrica, la reconversión laboral y la creación de empleos, así como la diversificación y sofisticación productiva, entre otros.
	Comentarios generales sobre el Plan	1. Incorporar la remediación ambiental como pilar estratégico en el plan: A pesar de que se menciona el desmantelamiento de centrales a carbón en la página 22, esta responsabilidad se delega al Ministerio del Medio Ambiente sin un análisis profundo de las medidas concretas a implementar, especialmente en las cinco comunas donde se ubican las instalaciones termoeléctricas a carbón. De las 11 centrales que han cerrado en los últimos años, una parte significativa no ha presentado planes de cierre conforme a la Resolución de Calificación Sectorial ni a la normativa sectorial aplicable. Esto se debe a que algunas de estas centrales fueron aprobadas antes de la promulgación de la Ley N°19.300, que establece la obligatoriedad de contar con una RCA. Sin embargo, los pasivos ambientales que dejan atrás incluyen depósitos de ceniza, canchas de carbón, ductos de enfriamiento y otros elementos de infraestructura que requieren un plan de acción estratégico antes de su abandono. Por lo tanto, es fundamental incorporar medidas concretas en materia de remediación, restauración y/o compensación en los territorios donde han operado las centrales termoeléctricas. Además, es necesario establecer la obligatoriedad de presentar Planes de Cierre y Abandono que aborden adecuadamente el tratamiento de los pasivos ambientales generados. Estos planes deben incluir también el apoyo a las comunidades afectadas, con el fin de promover una transición socioecológica justa en nuestro país.	Se ajusta redacción del Plan para aclarar que su alcance consiste en medidas necesarias para una "transición energética justa de entrada", siendo complementado por otros instrumentos como la Estrategia de Transición Socio Ecológica Justa (ETSEJ), que se enfoca en "transición energética justa de salida", lo cual fue revisado por el MMA.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	Comentarios generales sobre el Plan	3. Incorporación de Acciones para Incentivar la Expansión Ordenada de la Generación Distribuida y el Autoconsumo para la resiliencia del sistema eléctrico La participación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) es reconocida como una fuente clave para el abastecimiento energético y la descarbonización de la matriz eléctrica. Sin embargo, el plan actual no aborda este tema de manera suficiente, limitándose a mencionar la medida 31, que se enfoca en "mejorar el monitoreo de la generación eléctrica", sin profundizar en el aumento de la participación de estos proyectos. Esta situación representa una oportunidad para que el Plan de Descarbonización establezca un objetivo claro en relación con la generación distribuida y el autoconsumo, alineado con la capacidad disponible en las redes de distribución. Esto facilitaría la implementación de proyectos fotovoltaicos residenciales, promoviendo así una mayor resiliencia y descentralización del sector eléctrico.	Agradecemos su observación. Cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, es la versión final del Plan releva la importancia de fortalecer la integración de los PMGD en el sistema eléctrico y en relación con los proyectos de autoconsumo, cabe señalar que no se han incorporado medidas orientadas a la adecuación del segmento de distribución vigente ya que no forma parte de los alcances de este Plan.
	Comentarios generales sobre el Plan	4. Consideración de la Reconversión de Termoeléctricas a Carbón mediante Co-Firing La propuesta de perpetuar el co-firing, utilizando una mezcla de amoníaco con carbón en al menos cinco unidades (que podrían incrementarse a ocho si las centrales de Cochrane y Santa María optan por este enfoque), a partir del 2030, no garantiza que para el año 2040 se cuente con una matriz eléctrica completamente libre de carbón. Esta estrategia resulta incongruente con los objetivos planteados en el Plan de Descarbonización.	Agradecemos su observación. Se ajusta redacción. En este contexto, La implementación de las tecnologías de reconversión habilitantes para la descarbonización deben ser estudiadas en el marco del estudio propuesto en la medida 2. Dicho estudio permitirá identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>2. Alcance del Plan de Descarbonización: cierre de centrales, reconversiones y la obligación de contar con Planes de Cierre y Abandono</p> <p>El borrador del Plan de Descarbonización pierde la oportunidad de ser un verdadero aporte a que la transición energética que está ocurriendo en Chile sea justa, al no actualizar el cronograma de retiro de centrales y no exigir que toda central termoeléctrica a carbón que cese operaciones cuente con un plan de cierre y abandono (pp. 22-23).</p> <p>Sumado a lo anterior, no existe claridad respecto a los criterios que se consideran para que una reconversión sea acorde a una transición energética justa y no se trate de una mera sustitución de combustibles que perpetua efectos negativos para el clima, el medioambiente y las comunidades.</p> <p>Sobre el Alcance del Plan de Descarbonización En el borrador se señala que “(...) 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 (...)” (p.11). Sin embargo, consideramos que este mensaje sobre el alcance del Plan está muy limitado a la voluntad de cierre de los propietarios y no expresa una voluntad estatal impulsando mayor ambición. Limitar el alcance del Plan a la voluntad de los propietarios de las centrales no garantiza un proceso acelerado ni justo de descarbonización. Esto refleja una falta de liderazgo estatal y una dependencia de los intereses privados, que podría perpetuar la operación de plantas contaminantes. El Plan no presenta ninguna fecha de cierre respecto a las mismas ocho centrales rezagadas con fecha pendiente. En ese sentido, el Estado debe establecer un cronograma vinculante para el retiro de todas las centrales a carbón, acompañado de sanciones por incumplimientos</p> <p>Además, cualquier reconversión a gas u otros combustibles de transición debe incluir un análisis integral de ciclo de vida y ser autorizada sólo si demuestra una reducción significativa de emisiones totales.</p> <p>La obligación de presentar Planes de Cierre y Abando como parte de una salida responsable El borrador no ofrece claridad sobre las etapas y actividades conducentes al cierre y abandono de las centrales. Así tampoco propone medidas concretas para apoyar a los trabajadores y comunidades afectadas por el cierre de las centrales ni establece acciones específicas para la remediación ambiental y social de los territorios donde operan u operaron estas instalaciones.</p> <p>La exclusión de las comunidades locales en la toma de decisiones sobre proyectos energéticos perpetúa la inequidad ambiental en las zonas afectadas por centrales. Esto contradice los principios de justicia ambiental y participación vinculante establecidos en tratados internacionales como el Acuerdo de Escazú. Además, la ausencia de mecanismos claros para fiscalizar los planes de cierre podría derivar en una remediación ambiental superficial y en la perpetuación de los daños sociales en las zonas afectadas. Tampoco se incluyen mecanismos para fiscalizar y asegurar el cumplimiento de las normativas sectoriales que se tornan especialmente relevantes para aquellas centrales que cierran que no cuentan con RCA ni planes de cierre y abandono. Sería adecuado introducir un sistema de auditorías independientes y transparentes que evalúe los resultados de los planes de cierre en términos de remediación ambiental y reactivación económica de las comunidades locales, con mecanismos de participación ciudadana vinculantes y recursos para que las comunidades puedan presentar contrapropuestas y auditorías independientes. Los planes de cierre también deberían contemplar indicadores de desempeño que midan la eficacia de la remediación ambiental y social en los territorios afectados. Esto podría incluir, por ejemplo, metas cuantificables para la restauración de ecosistemas, así como programas de reentrenamiento laboral para los trabajadores desplazados. Consideramos que el Plan de Descarbonización debería incluir la obligación de elaborar y ejecutar planes de cierre y abandono para todas las termoeléctricas que cesen sus operaciones, independiente de si cuentan o no con una RCA vigente. Esta medida estaría en línea con la normativa ambiental chilena y los compromisos internacionales asumidos por el Estado, no limitándose a la remediación de suelos. A saber:</p> <p>Ley General de Bases del Medio Ambiente (Ley N° 19.300): Esta ley establece que todos los proyectos que generen impactos significativos deben incluir medidas de mitigación, reparación y compensación aprobadas mediante una RCA. Algunas centrales termoeléctricas fueron aprobadas antes de esta normativa, razón por la cual no cuentan con RCAs. El principio precautorio y el deber del Estado de proteger el medio ambiente justifican que la exigencia les aplique, aún a falta de RCA. La obligación de contar con planes de cierre supliría este vacío. Decreto Supremo N° 40/2013 (Reglamento del SEIA): Este reglamento establece la obligatoriedad de presentar medidas de cierre y abandono en proyectos con impactos ambientales significativos. Si bien algunas centrales cerradas se aprobaron antes de esta normativa, el principio precautorio y el deber del Estado de proteger el medio ambiente justifican aplicar regulaciones actuales en estos casos. Clasificación de Residuos Peligrosos (Decreto N° 148 del MINSAL): La falta de una clasificación clara de las cenizas de carbón genera riesgos ambientales graves. Muchas empresas asumen que sus cenizas no son peligrosas sin realizar estudios completos, dejando residuos sin gestión adecuada. La obligación de contar con planes de cierre resolvería este vacío. Otras normas internas: DFL 725/1996 MINSAL sobre Manejo y disposición de los residuos, DS 594/2000 MINSAL sobre Acumulación, tratamiento, transporte y disposición final de residuos industriales, DFL 75 / 1987 MTT sobre Transporte de cargas (desperdicios), DE 298 / 1995 MTT sobre Transporte de sustancias peligrosas, DS 43/2016 MINSAL sobre Condiciones de seguridad de almacenamiento de sustancias peligrosas, DS 57 / 2021 MINSAL sobre Clasificación de sustancias peligrosas, DS 38 / 2011 MINSAL sobre Emisión de ruido, DS 144 / 1941 MINSAL sobre Emanaciones y contaminantes atmosféricos, y DFL 458 / 1975 MINVU sobre Construcción, reconstrucción, alteración, ampliación y demolición de edificios. Principios Internacionales y Compromisos de Chile: La falta de planes de cierre compromete los compromisos internacionales de Chile en instrumentos tales como el Acuerdo de París y la consecuente Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC), que contiene un claro componente de justicia social y ambiental. A mayor abundamiento, el Plan de Descarbonización debe alinearse con estas obligaciones y considerar:</p> <p>-Debida Diligencia: El plan propuesto debería integrar un enfoque de debida diligencia para asegurar que las empresas del sector energético tomen responsabilidad por sus impactos ambientales y contribuciones al cambio climático. Esto implica que las empresas identifiquen, evalúen y mitiguen los riesgos ambientales asociados con la transición hacia energías limpias, garantizando que sus actividades no violen los derechos humanos ni generen efectos negativos en las comunidades y el medio ambiente.</p>	<p>Se ajusta redacción del Plan para aclarar que su alcance consiste en medidas necesarias para una “transición energética justa de entrada”, siendo complementado por otros instrumentos como la Estrategia de Transición Socio Ecológica Justa (ETSEJ), que se enfoca en “transición energética justa de salida”, lo cual fue revisado por el MMA.</p>

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>1. El Gas Natural como Combustible de Transición en el Plan de Descarbonización</p> <p>El borrador del Plan de Descarbonización se apoya significativamente en el gas natural como combustible de transición para asegurar la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico durante el retiro progresivo de las centrales a carbón (p. 11). El documento menciona al gas como una fuente clave para proporcionar respaldo y seguridad al sistema eléctrico mientras se avanza hacia una matriz energética descarbonizada (p. 8). Esto incluye medidas como la reconversión de centrales a carbón a gas natural y el desarrollo de nueva infraestructura relacionada, justificando su inclusión por su menor huella de carbono en comparación con el carbón y su capacidad para operar de manera flexible (pp. 8 y 28).</p> <p>Los Riesgos del Gas Natural como Combustible de Transición</p> <p>Sin embargo, utilizar el gas natural como combustible de transición implica riesgos significativos que podrían comprometer los objetivos climáticos de Chile:</p> <p>Emisiones de Metano y de otros gases contaminantes: El gas natural está compuesto principalmente de metano, un gas de efecto invernadero y contaminante climático de vida corta con un potencial de calentamiento global hasta 82,5 veces mayor que el CO2 en un período de 20 años. Aunque el gas natural es presentado como un combustible con menor huella de carbono que el carbón, es crucial incluir en el Plan un análisis exhaustivo de las emisiones fugitivas de metano en la cadena de suministro, un factor que no se menciona en el borrador. Las fugas en su producción, transporte y uso son comunes y está comprobado que en su mayoría son subestimadas. Estas emisiones podrían revertir cualquier ventaja climática asociada al gas natural. La inclusión del gas como “transición” podría comprometer los compromisos de Chile con el Acuerdo de París al no contemplar medidas para monitorear y reducir dichas fugas. Por otro lado, las plantas a gas pueden emitir otros contaminantes tóxicos como PM2.5, óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO), compuestos orgánicos volátiles (COVs) y formaldehído. Algunos de estos contaminantes son precursores al ozono, que, además de ser muy dañino para la salud, es también un poderoso gas de efecto invernadero.</p> <p>Bloqueo Tecnológico (Lock-in): Invertir en infraestructura de gas crea una dependencia a largo plazo, ya que estas inversiones requieren décadas para recuperar sus costos. Las empresas que incurran en esos costos tendrán intereses económicos importantes de no transicionar a fuentes realmente limpias una vez que entren en el negocio. Volatilidad de Precios y Dependencia Externa: Chile no produce gas natural, por lo que depende de importaciones sujetas a fluctuaciones de precios y riesgos geopolíticos, como ocurrió en el pasado con los cortes de suministro desde Argentina. Impactos Ambientales Locales: Es muy probable que el gas importado provenga de Vaca Muerta en Argentina, donde se practica el fracking, una técnica altamente dañina para el medio ambiente. Esto también debe considerarse cuando estamos hablando de los aportes de Chile en la lucha global por el equilibrio climático. En ese sentido, el Plan debería analizar el impacto económico de depender de gas importado, especialmente en un contexto geopolítico inestable. Impactos en las Comunidades en Zonas de Sacrificio: El aumento en la importación y uso de gas natural implicaría también consecuencias negativas para las comunidades que viven en las zonas donde se encuentran los puertos de recepción de este combustible. Estas comunidades, ya afectadas históricamente por actividades industriales contaminantes, seguirían sufriendo degradación ambiental y riesgos, por el aumentado transporte y almacenamiento de gas. Entre estos riesgos se incluyen posibles fugas, emisiones contaminantes y el peligro constante de explosiones, dado el carácter altamente inflamable del gas natural. Ampliar esta infraestructura perpetuaría el modelo de “zonas de sacrificio”, contradiciendo los compromisos gubernamentales de remediar y proteger estos territorios y a sus habitantes.</p> <p>Sin medidas concretas, el cierre de centrales podría agravar el desempleo y la precariedad económica en las zonas de sacrificio. El Plan debería incluir un compromiso explícito para eliminar las zonas de sacrificio, acompañado de un cronograma y medidas específicas de transición productiva para estas comunidades. Sería conveniente fomentar las iniciativas de transición justa, para así financiar programas de reentrenamiento laboral y fomentar proyectos productivos sostenibles en las comunidades afectadas. Este fondo debería estar supervisado por un comité independiente con representación comunitaria.</p> <p>Nuestra Propuesta Chile puede avanzar hacia una matriz energética descarbonizada sin aumentar su dependencia del gas natural, considerando las siguientes estrategias: Uso del Gas Existente: Mantener las centrales a gas actualmente operativas como respaldo temporal, sin construir nueva infraestructura. Energías Renovables y Almacenamiento: Acelerar el desarrollo de energías renovables junto con tecnologías de almacenamiento que ya están disminuyendo en costos y mejorando en capacidad. Esto incluye no solo crear condiciones habilitantes para el despliegue de energías renovables, sino también derogar las barreras que impiden su despliegue como aquella contenida en la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilizan Gas Natural Licuado Regasificado, que introduce una excepción al mecanismo de orden económico en el despacho eléctrico, otorgando preferencia al GNL inflexible sobre fuentes de generación más económicas, como la solar y eólica. Para maximizar la eficiencia del uso del gas existente y evitar nuevas inversiones en infraestructura fósil, sería estratégico incluir en el Plan medidas específicas que promuevan contratos de energías renovables a largo plazo. Estos contratos podrían sustituir progresivamente a las plantas a gas, acelerando la transición hacia una matriz energética renovable. Esto debería establecer un sistema de incentivos financieros que favorezca la transición de las empresas generadoras hacia tecnologías 100% libres de emisiones. Generación Distribuida: Promover la generación distribuida que, además de solucionar el problema de las fuentes energéticas, disminuye la pobreza energética y empodera a las comunidades.</p> <p>Eficiencia Energética y Gestión de la Demanda: Implementar programas robustos de eficiencia energética y gestión de la demanda para reducir el consumo total de energía y manejarlo mejor, según la variabilidad de las renovables.</p> <p>En suma, incluir nueva infraestructura de gas natural en el Plan de Descarbonización compromete los objetivos climáticos de Chile y genera riesgos económicos y ambientales innecesarios, sobre todo para las comunidades en zonas de sacrificio que han de ser beneficiadas por la transición. Una transición energética justa y sostenible requiere enfocarse en energías limpias y renovables y en tecnologías que reduzcan la dependencia de todos los combustibles fósiles.</p> <p>Por ello, se debería incorporar un cronograma específico para reducir progresivamente la dependencia del gas, acompañado de metas intermedias que prioricen energías ren-</p>	<p>Se ajusta el texto, de manera de incorporar en las medidas 1 y 2 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización, que se enfocan en iniciativas destinadas a infraestructura habilitante para la descarbonización, tales como sistemas de almacenamiento, obras de transmisión o reconversión de centrales. Por su parte, la medida 25 del Plan considera el monitoreo y evaluación prospectiva de la infraestructura existente, y las medidas del Eje 4, en general, otorgarán mayor flexibilidad al sistema con el objetivo de permitir un uso eficiente de la energía y una mayor penetración de energía renovable. Finalmente, cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a la adecuación del actual segmento de distribución.</p>

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>3. El rol de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en la transición energética</p> <p>La CNE es un organismo público técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objetivo de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Entre sus funciones, se encarga de fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas.</p> <p>Hasta el momento, la CNE no ha incorporado criterios ambientales o climáticos en el despacho eléctrico, situación que se explica en parte por la antigüedad de su normativa fundante. La normativa que regula la CNE, Decreto Ley N° 2.224, data de 1978, época en la que los países aún no interiorizaban plenamente los desafíos climáticos y ambientales en sus marcos institucionales.</p> <p>Sin embargo, la incidencia directa de la CNE en la operación y despacho de las centrales de generación lo convierte en un organismo esencial para lograr una transición energética hacia un sistema limpio, sostenible y resiliente a la crisis climática.</p> <p>De otro lado, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es un organismo técnico e independiente, que sin ser parte de la Administración Pública fue creado para llevar a cabo la coordinación de la operación del sistema eléctrico de manera segura y económica, conforme a la ley y reglamento de servicio eléctrico y normas técnicas que determine la CNE.</p> <p>El CEN tampoco cuenta con criterios ambientales o climáticos a ser tomados en cuenta en la coordinación del despacho eléctrico, por herencia de las limitaciones propias de la CNE. Empero, para lograr el liderazgo necesario que impulse la rápida inclusión de las energías renovables en la matriz, es imprescindible que el Ejecutivo imponga a la CNE y al CEN la obligación de incorporar un nuevo criterio ambiental y climático en las decisiones de despacho eléctrico. Las fuentes de energía no deberían seleccionarse únicamente según su desempeño en términos de economía y eficiencia; también es fundamental que se consideren sus impactos ambientales y climáticos.</p> <p>Aún con la falta de dicho criterio ambiental/climático, las renovables siguen teniendo buena integración al sistema, debido a sus bajos costos de generación; pero el hecho de que sean el tipo de energía más limpia no es un factor decisivo en el despacho. El gas natural, por ejemplo, continúa siendo competitivo y es despachado sin que sus impactos climáticos sean considerados.</p> <p>Reconocimiento de la Competencia Ambiental de la CNE y el CEN</p> <p>A pesar de la ausencia de un mandato formal, el CEN ya ha mostrado señales de estar preparado para asumir un rol ambiental más activo. Su "Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada" reconoce que alcanzar una matriz energética 100% renovable para 2030 es desafiante, pero posible, siempre que se adopten medidas regulatorias y tecnológicas adecuadas.</p> <p>Además, la CNE ha reconocido su competencia ambiental en diversos documentos oficiales y su misión institucional, vinculada a los objetivos climáticos y de sostenibilidad del país:</p> <p>Evolución en sus hojas de identificación: las hojas de identificación de la CNE, disponibles en el portal de la Dirección de Presupuestos (DIPRES) del gobierno, evidencian una clara evolución hacia la integración de objetivos ambientales en su misión y objetivos estratégicos. Desde 2002 hasta 2006 estos documentos destacan la necesidad de un desarrollo energético ambientalmente sustentable, la protección del medio ambiente, la promoción de la eficiencia energética, el desarrollo de energías renovables no convencionales y la participación en instancias de coordinación medioambientales. Más recientemente, consolidan su rol en la transición hacia una matriz energética más limpia, sostenible y alineada con los compromisos climáticos. Su misión oficial: La misión de la CNE, disponible en el portal web de la CNE, tiene una fuerte connotación ambiental, al mencionar un objetivo de desarrollo sostenible, de cumplimiento de objetivos de política pública y de contribuir a que la energía aporte al bienestar y a la vida digna de las personas.</p> <p>Nuestra Propuesta Se propone incluir en el Plan de Descarbonización una disposición que obligue a la CNE y al CEN a considerar criterios ambientales y climáticos en sus decisiones de despacho eléctrico, formalizando así una competencia que ya está implícitamente reconocida.</p> <p>Esto debería incluir una modificación legal para incorporar formalmente el criterio ambiental en la regulación que guía las decisiones del CEN, con lo que este quede obligado a establecer un orden de despacho basado en factores económicos, de seguridad, ambientales y climáticos.</p>	<p>Agradecemos la observación y la sugerencia formulada. Señalamos que esta medida ha sido reestructurada e invitamos a revisar la Medida 3 "Instrumentos de incentivos a la descarbonización". Por su parte, las alternativas de implementación de esta medida serán evaluadas en la mesa de trabajo descrita para ello.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>4. Medidas para la eficiencia energética Si bien el Plan incorpora medidas orientadas a la eficiencia del sistema eléctrico, no establece medidas particulares dirigidas a la obtención de una mayor eficiencia energética en el consumo, en el sentido de incentivar el ahorro de la energía mediante la disminución de la demanda.</p> <p>La eficiencia energética busca reducir la cantidad de energía demandada sin sacrificar la calidad del servicio y/o los rendimientos buscados. Las políticas de eficiencia energética pueden incluir una amplia variedad de soluciones de reducción de demanda de energía en los procesos productivos de distintos sectores, incluyendo construcción, iluminación, refrigeración, calefacción, etc.</p> <p>La eficiencia energética es una de las formas más efectivas para minimizar el uso de electricidad en momentos de alta demanda, que es el momento cuando el sistema despacha a las plantas “píqueras”, usualmente las basadas en combustibles fósiles, con lo que se trata de una de las formas más fiables de abordar el cambio climático.</p> <p>El Plan no aborda suficientemente la integración de tecnologías en eficiencia energética, como redes eléctricas inteligentes o programas de medición y control de consumo. Esto limita el potencial para reducir emisiones y empoderar a los usuarios finales en el ahorro de energía.</p> <p>En el sector eléctrico, una de las herramientas regulatorias más efectivas es el “servicio de demanda controlable”, que se define como “una porción de demanda de energía eléctrica que los usuarios finales ofrecen reducir en horas punta, a cambio de una compensación por parte del operador del sistema”. Se trata de incentivos regulatorios para que los usuarios intervengan en sus propios patrones de consumo, adopten procesos más eficientes, disminuyan su demanda y sean debidamente compensados por ello.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>Es fundamental que el Plan de Descarbonización incorpore medidas orientadas hacia la eficiencia energética en el consumo de energía, acordes con el objetivo declarado de lograr un futuro energético sostenible.</p> <p>Por ejemplo, el Plan podría incorporar programas piloto que integren tecnologías inteligentes (smart grids) para mejorar la gestión de la demanda en tiempo real, para integrar de forma inteligente y dinámica las acciones de todos los usuarios conectados a ellas (los que generan energía, los que la consumen o los que hacen ambas cosas) con el fin de suministrar electricidad de manera eficiente, sostenible, económica y segura.</p> <p>Se podría también incorporar incentivos para la instalación de sistemas inteligentes de gestión energética en los hogares, además de estrategias nacionales de modernización de la infraestructura eléctrica.</p>	<p>Agradecemos su observación. Cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a la adecuación del actual segmento de distribución.</p>
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>5. Necesaria actualización del sistema de cuotas de energía renovable para empresas eléctricas El Plan de Descarbonización debería actualizar el porcentaje mínimo de comercialización de energía limpia para las empresas eléctricas. La Ley 20.257, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, obliga a las empresas eléctricas con licitaciones con capacidad instalada superior a 200 MW, a que un porcentaje mínimo de su energía comercializada provenga de fuentes renovables. La normativa, emitida en 2010, señala que aquellas empresas con contratos celebrados entre el 31 agosto de 2007 y el 1 de julio de 2013, se les exigirá un incremento gradual hasta alcanzar el 10% en el año 2024. Y para aquellas empresas con contratos celebrados con posterioridad al 1 de julio de 2013, se les exigirá un incremento gradual hasta alcanzar el 20% el año 2025. Resulta que dichas metas se alcanzaron muy anticipadamente, ya al año 2020 el 10% de la energía producida provenía de fuentes renovables. Así las cosas, un mecanismo que pudo haber acelerado la transición a energías limpias no fue aprovechado. Lo anterior evidencia que el sistema de cuotas debe ser revisado, estableciendo una meta ambiciosa acorde con los tiempos que vivimos y con el objetivo último del Plan de Descarbonización, que es lograr un futuro energético sostenible.</p> <p>Nuestra Propuesta Las obligaciones de cuotas deben establecerse cosa de que impulsen efectivamente la penetración de energía renovable, por encima del ritmo de crecimiento natural observado en los últimos años. En este sentido, destacan iniciativas de ley en actual tramitación que proponen una meta del 60% de energía producida por fuentes renovables, para el año 2030 (Boletín No. 14755-08). Es primordial que el ejecutivo se comprometa a obtener un aumento de cuotas de energía renovable ambicioso, ya sea patrocinando y dando urgencia a proyectos en actual tramitación, o ingresando su propio proyecto a tramitación en el Congreso Nacional.”</p>	<p>La Política Energética Nacional establece la meta del 80% de penetración de energía renovable al 2030, así como un 100% de la energía eléctrica proveniente de energías renovables o energías cero emisiones al 2050, enfatizando que los sistemas eléctricos deberán estar preparados para lograrlo. Esto último tiene relación con que, para aumentar la penetración de energía renovable, el sistema eléctrico debe poseer la capacidad de gestionar esta energía eficientemente, y debe contar con las condiciones de flexibilidad adecuadas para garantizar una operación segura. En este contexto, el Plan de Descarbonización tiene como objetivo establecer una hoja de ruta que materialice las condiciones habilitantes para alcanzar las metas propuestas.</p>
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	<p>Respecto al calendario de retiro o reconversión (pag. 20) para la central Guacolda, ¿existe un calendario de reconversión 100% amoniaco? Sobre las etapas de co-firing 30% y 50% podría ocurrir un aumento de las emisiones locales Nox y SOx? Cómo se aborda esto?</p>	<p>No hay un calendario oficial de reconversión 100% amoniaco, sino un plan de co-combustión de carbón con amoniaco verde, que contempla un desarrollo de quemadores en 2025-2026 y una futura meta de llegar a un 50% de amoniaco en sus unidades. En cuanto a si podría ocurrir un aumento de las emisiones locales Nox y SOx, la combustión de amoniaco si puede generar NOx si no se controla adecuadamente, por otra parte al no contener azufre el amoniaco contribuiría a la reducción de SO2 al reemplazar parcialmente el carbón.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	Comentarios generales sobre el Plan	Además, pareciera que para considerar un plan de descarbonización se requiere realizar un análisis de la institucionalidad actual del sector eléctrico, y su eventual perfeccionamiento, tales como las funciones del Ministerio de Energía, Superintendencia, Comisión Nacional de Energía y el Coordinador, o aspectos relativos al segmento de distribución. Lo anterior considerando además que, se incorporan medidas que necesariamente requiere adicionar nuevas funciones a las distintas entidades, y por lo tanto, eventualmente aumentar las respectivas dotaciones, sin embargo, no hay un análisis de esto tampoco. Luego, el plan de descarbonización se entiende que es para el Sistema Eléctrico Nacional, pero dentro de sus medidas y acciones se encuentran ajustes a la ley para los Sistemas Medianos y los Sistemas Aislados, por lo que se solicita dar mayor claridad respecto del alcance del instrumento. Por otra parte, este plan de descarbonización no considera ajustes al DS 327/1997, que es el que contiene medidas y forma de remuneración de éstas en condiciones en que el sistema eléctrico se encuentre en un decreto de racionamiento. Esto es de vital importancia considerando eventuales shocks en la disponibilidad de recursos que puedan darse en un contexto de transición energética.	Agradecemos su observación. Las evaluaciones necesarias asociadas a las alternativas de implementación de las medidas serán evaluadas en los instrumentos respectivos. Por su parte, se ajusta el alcance del Plan de Descarbonización para acotar su aplicación al Sistema Eléctrico Nacional. Finalmente, cabe señalar que dentro del diagnóstico realizado no fueron detectadas necesidades de adecuación al DS 327 para habilitar la transición energética.
	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	Adicionalmente, este Plan propone que el costo de los impuestos a las emisiones de gases de efecto invernadero sean transferidos, por los propietarios de las plantas de energía que contaminan, a sus costos variables de producción, lo que implicará que el costo de los impuestos a las emisiones sería socializado entre todos los agentes del mercado, incluyendo a los clientes finales, lo implicará que los contaminan no pagarán por las externalidades que producen al quemar combustibles fósiles. Por lo anterior, es un borrador que esperamos se corrija en la dirección correcta	Se agradece la observación. La medida ha sido re-estructurada en la versión definitiva y se propone una mesa de trabajo para la evaluación del instrumento.
	Comentarios generales sobre el Plan	Es importante relevar que, dada la existencia de distintos instrumentos que ha diseñado actualmente el Ministerio de Energía, tales como la Estrategia de Flexibilidad, el reciente Plan de acción y mitigación al cambio climático, entre otros, es inevitable que exista una confusión respecto de cómo se estructuran cada uno de ellos. Además, no es claro cómo el plan de descarbonización, considerando un cierre hasta el 2040 se condice contra otros instrumentos del Ministerio, como la PELP, que contiene en sus escenarios el cese de operaciones de las centrales para el 2035.	Se ajusta redacción del Plan de Descarbonización para otorgar mayor contexto respecto de los distintos instrumentos empleados para la transición energética. Adicionalmente, se indica que la Política Energética Nacional establece las metas a largo plazo para la transición energética, enfatizando que los sistemas eléctricos deberán estar preparados para lograrlo. En este contexto, el Plan de Descarbonización tiene como objetivo establecer una hoja de ruta que materialice las condiciones habilitantes para alcanzar las metas propuestas.
	Comentarios generales sobre el Plan	En primera instancia, valoramos los esfuerzos del Ejecutivo para dar continuidad al compromiso del Estado de avanzar en la descarbonización iniciada con el Acuerdo de Retiro de Centrales a Carbón en 2019. Sin embargo, reiteramos la necesidad de cambiar la regulación actual del mercado eléctrico para que las energías renovables de gran escala puedan competir en igualdad de condiciones con la generación fósil y PMGD, ya que son las únicas tecnologías que permitirán a Chile cumplir sus metas de carbono neutralidad y reducir las cuentas de la luz.	Se agradece la observación. En ese sentido, se destaca que se ha estructurado una medida orientada precisamente a dicho objetivo, mediante la adaptación del mercado mayorista de energía hacia un sistema 100% renovable, que reconozca la diversidad tecnológica y los distintos costos de producción.
	Comentarios generales sobre el Plan	Es fundamental que el Plan de Descarbonización considere un eje con foco en el impulso de la electrificación de la demanda para el aprovechamiento del recurso de generación renovable, hoy abundante, en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Es relevante notar que durante el año 2024 existió un vertido de generación renovable equivalente al 7% del consumo total de la demanda anual. Por lo anterior es necesario y oportuno impulsar medidas para el crecimiento de la demanda eléctrica.	Agradecemos la observación. La versión final del Plan, en el contexto de la Medida N°1 se propone, en dicho contexto, que los proyectos deberán financiar iniciativas relacionadas a proyectos sociales energéticos, previamente aprobados por el Ministerio de Energía, tales como proyectos de electrificación rural o proyectos de generación distribuida.
	Comentarios generales sobre el Plan	4. Seguimiento y evaluación: Establecer un sistema que permita monitorear el progreso de las actividades mediante indicadores claros y medibles. Este sistema debe incluir métricas específicas para evaluar si los hitos se han cumplido y si los objetivos de la hoja de ruta se han alcanzado de manera efectiva. A nuestro juicio, la integración de estos elementos permitirá garantizar una hoja de ruta más robusta y funcional, y permitirá mitigar riesgos vistos en procesos anteriores de similares características.	Gracias por su observación. La versión final del Plan incorpora un nuevo Capítulo 6: "Gobernanza para la implementación y el seguimiento del Plan", cuyo objetivo es asegurar una ejecución efectiva del Plan de Descarbonización. Este capítulo establece los mecanismos necesarios para una adecuada coordinación de las acciones, el monitoreo continuo de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos en las medidas adoptadas.
	Comentarios generales sobre el Plan	Por otra parte, no es posible encontrar en este plan un análisis que permita concluir que las medidas incorporadas en este plan permitirán acelerar la salida de las centrales térmicas a carbón, y que esto se realizará considerando principios tales como la seguridad y la eficiencia económica.	Gracias por su observación. La versión final del Plan incorpora un nuevo Capítulo 6: "Gobernanza para la implementación y el seguimiento del Plan", cuyo objetivo es asegurar una ejecución efectiva del Plan de Descarbonización. Este capítulo establece los mecanismos necesarios para una adecuada coordinación de las acciones, el monitoreo continuo de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos en las medidas adoptadas.
	Comentarios generales sobre el Plan	2. Recursos necesarios: Identificar claramente los recursos humanos, financieros y materiales requeridos, así como las herramientas y tecnologías que se emplearán para garantizar el cumplimiento de las actividades. Incorporar también como otros actores de la industria participarán en los diferentes procesos y vinculación con otros instrumentos.	Agradecemos las observaciones y sugerencias formuladas. Respecto a los recursos técnicos, financieros y humanos requeridos para la implementación, el detalle específico para la implementación de cada medida no se encuentra dentro del alcance del Plan. Dichos aspectos deberán ser evaluados en el marco de su ejecución correspondiente.
	Comentarios generales sobre el Plan	Adicionalmente para fortalecer la hoja de ruta, se recomienda: 1. Especificar tareas y actividades: Incluir un programa detallado que describa las acciones necesarias para alcanzar los objetivos planteados. Este programa debería estar complementado con un cronograma que asigne plazos concretos a cada medida propuesta.	Agradecemos la observación. Considerando la magnitud del desafío, el horizonte temporal de implementación y la participación de múltiples instituciones, la versión final del Plan incorpora un cronograma que establece los plazos para las modificaciones regulatorias necesarias, con el fin de cumplir los objetivos definidos en cada una de las medidas propuestas. Asimismo, se incluye el capítulo 6, titulado "Gobernanza para la Implementación y el Seguimiento del Plan", cuyo propósito es asegurar que las medidas se desarrollen de manera coordinada, efectiva y eficiente, en coherencia con los objetivos de los instrumentos de política pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	Comentarios generales sobre el Plan	3. Riesgos y contingencias: Incorporar un análisis de posibles riesgos o desafíos que podrían surgir durante la implementación, junto con estrategias de mitigación o planes de contingencia para abordarlos de manera efectiva.	Muchas gracias por su comentario. La versión final del Plan considera un nuevo capítulo 6, titulado “Gobernanza para la Implementación y el Seguimiento del Plan”, cuyo propósito es asegurar que las medidas se desarrollen de manera coordinada, efectiva y eficiente, en coherencia con los objetivos de los instrumentos de política pública.
	Comentarios generales sobre el Plan	Asimismo, vemos con mucha preocupación que el borrador del Plan de Descarbonización se enfoca en pasar desde un combustible fósil como el carbón a otro combustible fósil como el gas metano.	Gracias por su observación. La versión final del Plan incorpora dos medidas orientadas a la elaboración de estudios que permitan evaluar la integración de otras tecnologías, como el gas natural. En el marco de la Medida N°2, se desarrollará un estudio que identifique medidas administrativas, regulatorias y/o económicas que contribuyan a acelerar la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón hacia tecnologías más limpias, incluyendo el gas. Por su parte, la Medida N°25 contempla la realización de un estudio con distintos horizontes de tiempo, destinado a dimensionar el rol y la temporalidad requerida de la generación eléctrica a gas natural. En este contexto, se analizarán en primera instancia los requerimientos del sistema ante el retiro de centrales a carbón, promoviendo la incorporación de diversas tecnologías que garanticen una operación segura y flexible del sistema eléctrico.
	Comentarios generales sobre el Plan	Asimismo, se solicita que se realice un cruce de información en la tabla “Retiro/reconversión disponibles para 2025-2026” respecto de la información contenida en el último PNCP emitido por la CNE.	Gracias por su comentario. La tabla de “Retiro/reconversión disponibles para 2025-2026” cuenta con información que depende de varios factores, tales como los acuerdos suscritos entre el Ministerio de Energía y las empresas con activos de generación a carbón, los análisis de seguridad del CEN y las decisiones de la CNE para el retiro o reconversión, los compromisos financieros y de venta de energía de los generadores, entre otros. Por esta razón, se toma la decisión de no incluir esta información (tabla) en la versión final del Plan de Descarbonización.
	Comentarios generales sobre el Plan	Asimismo, recientemente el Coordinador publicó una hoja de ruta del sistema eléctrico, y no queda claro cómo se compatibiliza con este plan de descarbonización.	La hoja de ruta del Coordinador Eléctrico Nacional, actualizada en diciembre de 2024, corresponde a un documento complementario a este Plan de Descarbonización, que le otorga sustento técnico a diversas medidas del Plan.
Academia y Centros de Investigación	Comentarios generales sobre el Plan	Sería esencial obtener un mejor sistema para la descarbonización en las empresas privadas o estatales así serviría mucho para combatir el impacto negativo al planeta	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Otro	Comentarios generales sobre el Plan	<p>Página 13: el nombre del Eje 3 dice “Sistena” en vez de “Sistema”.</p> <p>Página 15, primer párrafo: dice “Instituto de Estudios Complejos” cuando debería ser “Instituto Sistemas Complejos”.</p> <p>Página 18, primer párrafo: entre el fin de la segunda línea y el inicio de la tercera hay un grave error de redacción que deja desconectadas las oraciones. Sospecho que la palabra “nuevas” está demás o mal ubicada.</p> <p>Página 18, tabla de retiro de unidades: mejorar alineación de celdas y formato de tabla, y agregar columna con fecha efectiva del retiro de las unidades.</p> <p>Página 19, tabla de unidades disponibles para retiro o reconversión en 2025 y 2026: actualizar propietarios de central Ventanas (Fuente: https://www.df.cl/empresas/energia/aes-andes-vende-a-quintero-energia-complejo-termoelectrico-ventanas)</p> <p>Página 28, nota a pie de página 23: corregir nombre de central “Andino” a “Andina”.</p> <p>Página 39: en el segundo párrafo dice “capacidad de transmisión eléctrico” siendo que debería ser “capacidad de transmisión eléctrica”.</p> <p>Página 58, definición Acción 7: en la segunda línea dice “económica a ante”, por lo que la “a” está de más.</p> <p>Página 65, medida 43: el segundo párrafo, en particular las dos últimas líneas, está tan mal redactado que no se entiende.</p>	Agradecemos la revisión y las sugerencias realizadas al Plan. Las correcciones pertinentes serán incorporadas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>3.1. La Comisión Nacional de Energía- CNE ha reconocido su competencia ambiental en diversos documentos oficiales y su misión institucional, vinculada a los objetivos climáticos y de sostenibilidad del país, no obstante, en el contexto de la primera etapa del cronograma de descarbonización, ha autorizado el retiro de centrales a carbón, sin verificar si los titulares posean un plan de cierre y abandono autorizado por el Servicio de Evaluación Ambiental. Esta falencia en el procedimiento y la coordinación interinstitucional ha derivado en que ninguna de las 11 centrales cerradas en el período 2019-2024, tiene aprobado o implementado planes de cierre y remediación, por tanto, actualmente pueden definirse como pasivos ambientales de la transición energética sin monitoreo ni fiscalización, no obstante existir una obligación legal vigente. Cabe destacar que en Tocopilla se cerraron las 6 centrales a carbón y no hay planes de cierre y abandono que estén siendo implementados. La ausencia de planes de cierre significa una falta de responsabilidad ante la degradación ambiental y social que dejan atrás los años de contaminación generada por la quema de carbón. Existen graves incertidumbres sobre el manejo de elementos como cenizales, remanentes de carbón en cancha y la infraestructura que queda atrás. Sumado a ello, las comunidades afectadas alegan no estar siendo consultadas ni informadas sobre las decisiones sobre el futuro de sus territorios. En particular queremos llamar la atención sobre: - Quema forzada de Remanentes de Carbón: Casos como el de Norgener en Tocopilla, donde el Coordinador Eléctrico Nacional autorizó la quema de remanentes de carbón sin respetar el orden de despacho económico. - Gestión Deficiente de Desechos y Cenizales: Falta de claridad en la disposición de residuos peligrosos tras el cierre en los casos de Tocopilla, Tarapacá, Quintero/Puchuncaví y Coronel. -Impactos Sociales y Ambientales Persistentes: Los pasivos socio ambientales a consecuencia de décadas de operación permanecen sin resolver, no obstante existir normas sectoriales y ambientales (RCA) legalmente vinculantes, cuyo cumplimiento no ha sido fiscalizado por las autoridades responsables. - Falta de información y participación ciudadana: Las comunidades locales donde operaron las centrales a carbón están desinformadas sobre los retiros, los desafíos y condiciones para una transición energética justa y excluidas de las decisiones sobre sus territorios.</p> <p>Para resolver esta grave falencia del Plan de Descarbonización, proponemos que se mandate a la Comisión Nacional de Energía, solicitar al titular que pide autorización de retiro de sus centrales generadoras del Sistema Eléctrico Nacional, que presente un plan de cierre y abandono o reconversión, aprobado por el Servicio de Evaluación Ambiental.</p> <p>3.2. Respecto del rol del Coordinador Eléctrico Nacional, que participa en esta instancia a solicitud de la CNE, para evaluar la viabilidad del retiro de cada central en el marco de su rol de asegurar la operación segura del Sistema Eléctrico, proponemos reformar el Procedimiento Interno para el cierre de las centrales térmicas a carbón. Dicho Procedimiento Interno de Retiro de las Unidades Generadoras Térmicas Convencionales del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado recientemente, para que se incluya como obligación del Coordinador Eléctrico exigir los planes de cierre y abandono debidamente aprobados por la autoridad ambiental competente.</p> <p>3.3. Respecto del rol del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en la transición energética es importante tener en cuenta que el CEN es un organismo técnico e independiente, cuya función es la operación del sistema de manera segura y económica. La incidencia directa del CEN en la operación y despacho de las centrales de generación lo convierte en un organismo esencial para lograr una transición energética hacia un sistema limpio, sostenible y resiliente a la crisis climática. Para lograr que el CEN impulse la rápida inclusión de las energías renovables en la matriz, es imprescindible que el Ejecutivo imponga al CEN la obligación de incorporar un criterio ambiental y climático en sus decisiones de despacho. Las fuentes de energía no deberían seleccionarse únicamente según su desempeño en términos de economía y eficiencia; también es fundamental que se consideren sus beneficios ambientales y climáticos. Actualmente no existe un mandato formal al CEN en este sentido, pero dicha institución está preparada para asumir un rol ambiental más activo. Su "Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada" reconoce que alcanzar una matriz energética 100% renovable para 2030 es desafiante, pero posible, siempre que se adopten medidas regulatorias y tecnológicas adecuadas. En este contexto, Proponemos incluir en el Plan de Descarbonización una medida que obligue al CEN a considerar criterios ambientales y climáticos en sus decisiones de despacho eléctrico, formalizando así una competencia que ya está implícitamente reconocida. Dicha medida debería incluir una modificación legal para incorporar formalmente el criterio ambiental en la regulación que guía las decisiones del CEN, con lo que este quede obligado a establecer un orden de despacho basado en factores económicos, de seguridad, ambientales y climáticos; y al mismo tiempo en los casos de retiro de centrales a carbón verificar que la solicitud de los titulares acredite que cumple con un Plan de Cierre y Abandono aprobado, o en proceso de evaluación ambiental.</p>	<p>Respecto de las primeras dos propuestas se ajusta redacción del Plan para aclarar que su alcance consiste en medidas necesarias para una "transición energética justa de entrada", siendo complementado por otros instrumentos como la Estrategia de Transición Socio Ecológica Justa (ETSEJ), que se enfoca en "transición energética justa de salida", lo cual fue revisado por el MMA. Respecto de la tercera propuesta, señalamos que esta medida ha sido reestructurada e invitamos a revisar la Medida 3 "Instrumentos de incentivos a la descarbonización". Por su parte, las alternativas de implementación de esta medida serán evaluadas en la mesa de trabajo descrita para ello.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>3. El Plan de Descarbonización incentiva el Gas Natural como Combustible de Transición. El Anteproyecto del Plan de Descarbonización destaca significativamente al gas natural como combustible de transición para asegurar la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico nacional durante el retiro progresivo de las centrales a carbón. El documento menciona al gas como una fuente clave para proporcionar respaldo y seguridad al sistema eléctrico mientras se avanza hacia una matriz energética descarbonizada (p. 8). Esto incluye medidas como la reconversión de centrales a carbón a gas natural y el desarrollo de nueva infraestructura relacionada, justificando su inclusión por su menor huella de carbono en comparación con el carbón y su capacidad para operar de manera flexible (pp. 8 y 28). Pero en los hechos, el gas natural como combustible fósil no debería ser considerado como una alternativa para la descarbonización del sector eléctrico, pues implica riesgos significativos que podrían comprometer los objetivos climáticos de Chile, como los siguientes: 3.1-El gas natural es una fuente de emisiones de Metano y otros gases de efecto invernadero. Está compuesto principalmente de metano, un gas de efecto invernadero y contaminante climático de vida corta con un potencial de calentamiento global hasta 82,5 veces mayor que el dióxido de carbono (CO2) en un período de 20 años. Las fugas en su etapa de producción, transporte y uso son comunes y está comprobado que están subestimadas. Las centrales a gas también pueden emitir una mezcla de otros contaminantes tóxicos como PM2.5, óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO), compuestos orgánicos volátiles (COVs) y formaldehído. Algunos de estos contaminantes como el NOx son precursores de ozono troposférico, que también es un gas de efecto invernadero.</p> <p>3.2-Apostar a la generación eléctrica mediante gas natural puede generar un Bloqueo Tecnológico (Lock-in) para la transición hacia energías limpias; pues invertir en infraestructura para el gas (centrales, gasoductos, etc) crea mayor dependencia tecnológica de este fósil a largo plazo, ya que dichas inversiones requieren décadas para recuperar sus costos. Las empresas que inviertan en gas tendrán alto interés en que no se implemente una transición rápida hacia fuentes realmente limpias, pues ello perjudicaría su negocio de generación fósil.</p> <p>3.3- La opción por el gas implica mantener altos niveles de dependencia energética de fósiles importados. Chile no produce gas natural, por lo que dependería de importaciones sujetas a desabastecimientos o fluctuaciones de precios debido a inestabilidad económica o riesgos geopolíticos, como ocurrió en el pasado con los cortes de suministro desde Argentina y mas recientemente producto de la invasión rusa a Ucrania</p>	<p>Gracias por su observación. La versión final del Plan incorpora dos medidas orientadas a la elaboración de estudios que permitan evaluar la integración de otras tecnologías, como el gas natural. En el marco de la Medida N°2, se desarrollará un estudio que identifique medidas administrativas, regulatorias y/o económicas que contribuyan a acelerar la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón hacia tecnologías más limpias, incluyendo el gas. Por su parte, la Medida N°25 contempla la realización de un estudio con distintos horizontes de tiempo, destinado a dimensionar el rol y la temporalidad requerida de la generación eléctrica a gas natural. En este contexto, se analizarán en primera instancia los requerimientos del sistema ante el retiro de centrales a carbón, promoviendo la incorporación de diversas tecnologías que garanticen una operación segura y flexible del sistema eléctrico.</p>
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>OBSERVACIONES AL ALCANCE DEL PLAN DE DESCARBONIZACIÓN</p> <p>El Anteproyecto del Plan de Descarbonización, no está a la altura de los objetivos planteados en la convocatoria para el proceso de su actualización, no incluye plazos para un nuevo cronograma como se forjó en 2019, y carece de las correcciones en la regulación y la coordinación institucional para su implementación efectiva, resultando en una propuesta, desreguladora de la protección de los bienes públicos ambientales y territoriales y que resta atribuciones al Estado para alcanzar las metas de descarbonización y para mejorar la coordinación y eficiencia de la regulación y atribuciones sectoriales al cumplimiento de dichas metas, sin sufrir retrocesos sociales, ni ambientales. Con el objeto de conciliar y generar sinergias y eficiencia entre la transición energética para la descarbonización, la protección del patrimonio ambiental de la biodiversidad del país y mitigar la contaminación global y local con sus impactos sobre la vida, salud y desarrollo de las poblaciones locales y regionales, Venimos a proponer:</p> <p>1-Formular un nuevo alcance del Plan de Descarbonización: Proponemos sustituir el alcance del Plan “(…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 …)” enunciado en la página 11 , por el siguiente texto :“… este Plan aborda el cierre total de todas las centrales termoeléctricas a carbón que operan en Chile, de forma responsable y cuando corresponda reconversiones con un enfoque de transición energética justa …” e incluir en la versión definitiva del Plan la fecha de cierre de 2040 (acordada en 2019) para las ocho centrales sin anuncio de fecha de cierre.</p> <p>2.Proponemos incluir en el alcance del Plan, la obligación de presentar Planes de Cierre y Abandono: Todas las centrales termoeléctricas que cesen operaciones deben presentar un plan integral de cierre y abandono aprobado por el SEA. Esta obligación debe ser independiente de lo que diga su RCA o del hecho de que cuenten o no con una RCA.</p>	<p>Muchas gracias por su comentario. El alcance del Plan ha sido ajustado, el cual consideramos un horizonte de corto a mediano plazo, con foco en el año 2030. Este se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, específicamente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas definidas en nuestra Política Energética Nacional. Asimismo, establece las condiciones necesarias para el cierre de centrales a carbón.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>“1. El Anteproyecto del Plan de Descarbonización no incorpora nuevas metas ambiciosas para acelerar el retiro o reconversión de centrales termoeléctricas a carbón y tampoco formaliza los compromisos de cierre o reconversión para fines de 2025, de 9 carboneras en operación ya anunciado por sus titulares. Sobre los alcances del Plan de Descarbonización, el anteproyecto señala que “(...) 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 ...” (pp.11). Este mensaje sobre el alcance del Plan está muy limitado solo a la voluntad de cierre de los propietarios y no expresa la voluntad estatal de velar por la formalización y condiciones de estos cierres. Tampoco presenta una formalización de los retiros acordados con posteridad a 2019 e incluidos en el Decreto Exento 50 de 2020; ni formaliza los compromisos de cierre o reconversión anunciados por las empresas para 2025. Esta falta de formalización del cronograma comprometido por los privados y la ausencia de nuevas metas y fechas, defrauda y desvaloriza el proceso participativo convocado por el Ministerio de Energía para la actualización del Plan de Descarbonización; proceso cuya convocatoria además contenía la ambición del retiro del carbón del sector eléctrico en torno al año 2030. Luego de 12 sesiones de la segunda Mesa de Descarbonización, el texto del anteproyecto presentado a consulta pública no presenta ninguna actualización del cronograma de cierre de termoeléctricas a carbón, respecto a lo ya retirado hasta inicios de 2024; no formaliza los compromisos anunciados por las empresas para 2025; y mantiene hasta más allá de 2040 la operación de las 8 centrales a carbón sin compromisos de cierre.</p>	<p>Muchas gracias por su comentario. El alcance del Plan ha sido ajustado, el cual consideramos un horizonte de corto a mediano plazo, con foco en el año 2030. Este se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, específicamente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas definidas en nuestra Política Energética Nacional, la que enfatiza que los sistemas eléctricos deberán estar preparados para lograrlo. En este contexto, el Plan de Descarbonización tiene como objetivo establecer una hoja de ruta que materialice las condiciones habilitantes para alcanzar las metas propuestas.</p>
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>2. El Anteproyecto incorpora y valida como “reconversión para la descarbonización” de la matriz eléctrica, la co-combustión de carbón con amoníaco, tecnología en fase piloto en Japón y Corea, contradictoria con la descarbonización pues no conduce a la eliminación del carbón, sino que permite perpetuar la quema de dicho fósil adicionándole porciones de amoníaco, y en consecuencia implica la persistencia de contaminantes locales e impactos sobre el ambiente y la salud de la población.</p> <p>- Validar la tecnología de la co-combustión carbón y amoníaco (propuesta por la empresa Guacolda Energía) como parte del Plan de Descarbonización, constituye la validación de una falsa solución y un retroceso respecto de los esfuerzos y acciones impulsadas voluntariamente por las demás empresas en el marco del plan nacional de retiro del carbón. Resulta contradictorio que un Plan que busca habilitar el retiro del carbón de la matriz eléctrica impulse una tecnología que perpetúa su combustión.</p> <p>-Adicionalmente, la co-combustión carbón amoníaco significa un aumento en la emisión de óxidos de nitrógeno (precursor de ozono troposférico), elevar los costos de operación y los contaminantes locales dañinos para la salud de la población.</p>	<p>Se ajusta el texto, de manera de incorporar en las medidas 1 y 2 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización, que se enfocan en iniciativas destinadas a infraestructura habilitante para la descarbonización, tales como sistemas de almacenamiento, obras de transmisión y reconversión de centrales. Adicionalmente, se indica que el alcance del Plan de Descarbonización es a corto-mediano plazo, con foco en 2030. Por ello, una de sus prioridades es el retiro de centrales a carbón. La visión a largo plazo para la transición energética se encuentra establecida en las metas de nuestra Política Energética Nacional.</p>
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>Plan de Descarbonización debe incluir la actualización del porcentaje mínimo de comercialización de energía limpia para las empresas eléctricas. La Ley 20.257, obliga a las empresas eléctricas, con capacidad instalada superior a 200 MW a que un porcentaje mínimo de su energía comercializada provenga de fuentes renovables. Dichas cuotas han sido ampliamente superadas, por esta razón proponemos actualizar esta cuota, incluyendo una meta de 70% de energía producida por fuentes renovables no convencionales, para el año 2030 en el proyecto de Ley de Fomento a las energías Renovables (Boletín No. 14755-08), aprobado en la Cámara de Diputados, y actualmente en segundo trámite constitucional en el Senado.”</p>	<p>La Política Energética Nacional establece la meta del 80% de penetración de energía renovable al 2030, así como un 100% de la energía eléctrica proveniente de energías renovables o energías cero emisiones al 2050, enfatizando que los sistemas eléctricos deberán estar preparados para lograrlo. Esto último tiene relación con que, para aumentar la penetración de energía renovable, el sistema eléctrico debe poseer la capacidad de gestionar esta energía eficientemente, y debe contar con las condiciones de flexibilidad adecuadas para garantizar una operación segura. En este contexto, el Plan de Descarbonización tiene como objetivo establecer una hoja de ruta que materialice las condiciones habilitantes para alcanzar las metas propuestas.</p>
Sociedad Civil y ONGs	Comentarios generales sobre el Plan	<p>3.A la luz de lo ocurrido en la primera etapa del cronograma de descarbonización, proponemos generar y/o perfeccionar el procedimiento de coordinación interinstitucional entre el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional; y de estas 3 instituciones con el Ministerio del Medio Ambiente, la Superintendencia de Medio Ambiente y los municipios que correspondan, a objeto de tener en consideración todos los elementos energéticos, territoriales y ambientales que deben tenerse en cuenta en procesos de transición de esta envergadura.</p>	<p>Muchas gracias por su observación. En relación con la coordinación del desarrollo de las acciones a través de un trabajo intersectorial, la versión final del Plan incorpora el nuevo capítulo 6, titulado “Gobernanza para la Implementación y el Seguimiento del Plan”, cuyo objetivo es asegurar una coordinación efectiva de las medidas, el monitoreo permanente de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos que permitan cumplir los objetivos-</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección Comentarios gen- erales sobre el Plan	Observación recibida	Respuestas
		<p>Coordinación y coherencia con la Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa</p> <p>El 28 de octubre de 2024 se presentó a participación ciudadana la Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa por el Ministerio de Medio Ambiente. Esta Estrategia tiene como objetivo establecer un “marco integral para las transformaciones institucionales, normativas, sociales y productivas que se requieren para cumplir con la protección del bienestar de las personas, el equilibrio ecosistémico y el despliegue de actividades productivas más innovadoras y bajas en emisiones de carbono”; y “se plantea como una política de carácter intersectorial coordinada entre distintos ministerios, cuyo propósito es articular y ejecutar un conjunto de instrumentos de política pública para fortalecer el Pilar Social de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile 2025-2035, con la finalidad de articular y generar sinergia entre los compromisos climáticos internacionales del país y la agenda nacional en esta materia”. Tanto la Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa como el Plan de Descarbonización aquí en comento buscan hacer aplicables los compromisos internacionales de Chile en materia de cambio climático. Por ello, de hecho, el Plan de Descarbonización presenta un apartado denominado “Descarbonización e institucionalidad” en que hace referencia a la visión sectorial a largo plazo planteada para materializar las metas climáticas de Chile, y procede a mencionar cada una de las normas, planes y programas que existen en la materia, agregando inclusive proyectos de ley aún en discusión, de forma de relacionar los objetivos y metas de ellos con el Plan de Descarbonización. Sin embargo, el Plan en comento no considera en su contenido una integración con la ENTSEJ. Ella solo es mencionada en el apartado “transición justa” (p. 21), donde indica “la ETSEJ se vincula estrechamente y se complementa con este Plan de Descarbonización, ya que, con su base intersectorial abordará desde el enfoque sociológico la transición energética”. Sin embargo, este vínculo y complemento no se materializa en el contenido, ya que los principios, ejes y lineamientos de la Estrategia no son mencionados ni aplicados en el Plan. De hecho, aún más compleja es la situación en tanto ciertos puntos entre la Estrategia y el Plan parecen estar en contradicción. Como se comentará más adelante, el Plan tiene la intención de reducir al máximo la tramitación de proyectos de generación de energía limpia (medidas 2, 14 y 16) en sedes de institucionalidad ambiental; en contradicción con esto, la ENTSEJ propone una metodología especial de tramitación de proyectos que tengan vínculo con la transición, donde incorpora la presentación de hojas de ruta que deberán cumplir con una gran cantidad de requisitos y pasar por un procedimiento bastante detallado para su preparación previa a operar (pp. 22-29). Otro ejemplo es que el Plan incorpora una medida específica para “implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética” (medida 9), esto propone que se generen instancias de diálogo sobre los proyectos de transición energética, pero no se contempla una coordinación y eficiente vinculación con lo propuesto en la Estrategia. En esta última, se contempla las hojas de ruta como metodología para preparar proyectos relacionados a la transición, las cuales contemplan espacios de participación, y, además, una gobernanza colaborativa (pp. 39-45) que implica instancias territoriales y posibilidades de participación ciudadana igualmente. De forma que se duplican excesivamente las instancias de participación y las sedes y momentos en que se llevan a cabo. Estos son solo algunos de los ejemplos de descoordinaciones y duplicidades entre la Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa y el Plan de Descarbonización. Esto va en directa transgresión de la normativa nacional, la cual mandata a la Administración del Estado a cumplir con los principios de eficacia y de coordinación. En el mismo sentido, la Ley Marco de Cambio Climático exige que en su aplicación se implemente el principio de coherencia, el cual es descrito de la siguiente forma: “n) Coherencia: los instrumentos de gestión del cambio climático deben ser complementarios y congruentes para potenciar sinergias y evitar contradicciones, con el fin de generar una mayor efectividad en el desarrollo de medidas de mitigación y adaptación”. Este principio es fundamental, ya que al ser la crisis climática de carácter multisistémico, que genera efectos en muy diversas áreas, resulta necesario generar sinergias en la regulación administrativa para evitar colisiones. Por lo tanto, se torna necesario, por disposición legal que así lo obliga, que este Plan de Descarbonización asuma la labor de coordinarse y alinearse con lo planteado en la Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa.</p>	<p>En la versión definitiva del Plan de Descarbonización se revisa y ajusta la coherencia entre los instrumentos. Se explicita que el Plan se centra en medidas necesarias para una “transición energética justa de entrada” y se complementa con otros instrumentos como la ETSEJ, que se enfoca en “transición energética justa de salida”, lo cual fue revisado por el MMA. Asimismo se aclara que en aquellos lugares donde exista gobernanza local de ETSEJ, se generará las debidas coordinaciones entre el Ministerio de Energía y el Ministerio de Medio Ambiente, con el fin de evitar duplicidades.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	Comentarios generales sobre el Plan	<p>Comprensión errónea de lo que significa la meta de descarbonización (no solo dejar de usar carbón como fuente, sino dejar de generar emisiones de carbono) El Panel Intergubernamental de Cambio Climático, en su reporte de 2018, indicaba que “para limitar el calentamiento global a 1,5°C se requiere alcanzar las cero emisiones de CO2 a nivel global en 2050 y profundas reducciones en emisiones de emisiones distintas al CO2, particularmente metano. Dichos caminos a la mitigación están caracterizados por la [...] descarbonización de la electricidad y otros combustibles [...]”. A su vez, define la descarbonización como “el proceso a través del cual países, individuos u otras entidades buscan alcanzar la existencia cero de carbono fósil. Típicamente haciendo referencia a la reducción de emisiones de carbono asociadas con electricidad, industria y transporte”. Como se puede ver el concepto técnico de descarbonización se relaciona especialmente con los niveles de emisiones de carbono o asociados a la utilización de combustibles fósiles, en tanto se refiere a “eliminar el consumo de combustibles fósiles que poseen carbono en su estructura molecular, y cuya combustión libera energía, contaminantes –que afectan la salud de las personas y los ecosistemas– y gases de efecto invernadero”. Es decir, el concepto de descarbonización va mucho más allá de limitar el uso del carbón como combustible fósil, pues lo que busca es limitar el uso de todos los combustibles fósiles que tienen en común el elemento químico de carbono, esto es, el carbón, el petróleo, sus derivados y el gas natural (metano). Al contrario de esto, el Plan de Descarbonización se posiciona únicamente en el supuesto de eliminación del uso del carbón como combustible fósil. Esto es patente en todo el contenido del Plan, ya que en reiteradas ocasiones se hace referencia a la eliminación del uso de carbón como un sinónimo de descarbonización; pero en especial se indica que el plan tiene como objetivo “alcanzar la descarbonización del Sistema Eléctrico Nacional, entendido como una red eléctrica que pueda prescindir el carbón” (p. 3). Este error en la comprensión y uso del concepto técnico de descarbonización genera importantes consecuencias negativas dentro del Plan, siendo la principal y más importante el que se considera al gas natural líquido como una opción de reconversión de las centrales a carbón, y se le identifica como una forma de generación de energía limpia. Sin embargo, el gas natural es reconocido como un combustible fósil, el cual, por un lado, genera emisiones de carbono, pero, además, genera emisiones de metano, un gas de efecto invernadero aún más contaminante y con efectos más profundos que el carbono. Si bien en todo el contenido del plan se hace referencia al gas natural como una alternativa de generación limpia de energía, son especialmente la Medida 1 y la Acción 5 las que consideran al gas natural como la alternativa más idónea para la reconversión de las centrales a carbón, indicando que tiene especiales beneficios en flexibilidad y seguridad de abastecimiento. Pero estos beneficios vienen, como se señaló, acompañados de profundos perjuicios, los que sabotean la posibilidad de lograr el objetivo del Plan, esto es, ser un facilitador del cumplimiento de metas y compromisos nacionales e internacionales en materia de cambio climático. De forma más clara: el gas natural nos aleja de la posibilidad de llegar a la carbono neutralidad al 2050, en tanto genera gases de efecto invernadero, y en especial, emisiones de carbono. El Plan debe tener una reestructuración general en materia conceptual sobre qué se entiende por descarbonización, y adecuarse al concepto técnico aceptado por la ciencia y la comunidad internacional. Aproximación de la descarbonización como una pérdida y no como un compromiso climático necesario, presentando una aproximación económica-productivista y dejando de lado el hacerse cargo de aspectos ambientales Las Naciones Unidas han reconocido a la descarbonización como “la mayor transformación de la economía mundial de este siglo”, y se le considera como un importante desafío global, en virtud de que requiere de inversiones importantes, en especial en materia de tecnología. Este desafío proviene de la razón misma del calentamiento global que busca manejarse a través de la descarbonización: el dominio intensivo de la generación de energía a partir de combustibles fósiles. En ese sentido, se reconoce que tomar medidas para la descarbonización debe considerar aspectos económicos, en especial haciendo un análisis que permita tomar las medidas más eficaces posible en función de los costos. Esto, sin dejar de tener en cuenta que el objetivo fundante, la motivación que nos lleva a buscar una descarbonización es el alcance de la carbono neutralidad en emisiones de carbono, esto es, de reducir la contribución de la economía al calentamiento global y la crisis climática, para lo cual la descarbonización es crucial. Si bien el Plan reconoce las metas y objetivos climáticos a los que se relaciona el proceso de descarbonización, adopta fuertemente una perspectiva económico-productivista, priorizando aspectos económicos e infraestructurales por sobre la necesidad de hacerse cargo de los compromisos ambientales. Esto se configura en el plan al desarrollar una aproximación de la descarbonización como una pérdida de recursos y capacidades a nivel industrial, y no como una obligación legal necesaria para cumplir con los compromisos internacionales que nuestro país ha suscrito en esta materia. De tal manera, se presenta una postura transversal que configura las políticas de descarbonización como un importante costo a asumir en términos económicos y de mercado, en desmedro de asumir dichas acciones climáticas como pasos esenciales en términos ecológicos y sociales para combatir los impactos de dicha crisis. Un ejemplo de lo anterior se puede notar claramente en la presentación de “Por qué un plan de descarbonización” en que se enlistan 5 beneficios de la generación a partir de carbón, mientras que ningún perjuicio concreto, y plantea que “las centrales a carbón han generado impactos negativos de índole ambiental” en una redacción que le da una posición secundaria o poco relevante a estos costos (p. 7). Luego, se hacen una serie de menciones a obstáculos que representan las energías limpias, mencionando, por ejemplo que no cuentan con “las condiciones adecuadas y complementarias por parte del sistema” (p.11), que su “integración masiva resultaría cada vez más complejo” (p.11), “hay atributos deseables que se pierden con la salida de centrales a carbón y que la operación de energías renovables requiere adecuaciones” (p. 12), “tecnologías que no aportan de forma natural atributos al sistema eléctrico” (p. 51), entre otras referencias del mismo estilo. De hecho, en determinadas situaciones el Plan se contradice consigo mismo, por ejemplo, al presentarse el tema de “transición justa” se dan datos y se cita informes que concluyen que la incorporación de energías renovables y limpias genera un importante incremento en el empleo (p. 21); pero, sin seguir esta línea argumental, en la Acción 1 y sus distintas medidas se plantea una constante preocupación por no reducir el empleo al momento de generar la reconversión. De esta manera, por la forma en que se redacta la Acción y las Medidas en este punto se tiende a la conclusión de que las energías renovables no son preferibles en términos de generación de empleos, aún cuando se presentaron previamente datos que arriban a</p>	Muchas gracias por su comentario. Se ajusta redacción respecto de esta materia.

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	Comentarios generales sobre el Plan	El plan profundiza la centralización en el sistema energético, en lugar de promover la descentralización energética, las soluciones a escala local y el incentivo a la producción comunitaria. El plan presenta una perspectiva centralizada de la transición energética, al no prever medidas orientadas a la creación de condiciones habilitantes que favorezcan el desarrollo de sistemas energéticos descentralizados, adaptados a las necesidades y particularidades territoriales de cada localidad. De esta manera, el Plan hace siempre referencia al sistema nacional eléctrico y a medidas a nivel nacional, con lo cual se observa una notable omisión en la reflexión sobre cómo incentivar la implementación de redes locales, que respondan a las características y demandas específicas de cada región, así como la incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNCC) en comunidades de menor tamaño. Así, en lugar de fomentar soluciones que respondan a estas necesidades, el plan sigue orientándose hacia la ampliación de una red centralizada, lo que perpetúa el dominio de los mismos actores en el mercado energético. La descentralización de la generación de energía es fundamental para enfrentar el cambio climático al mejorar la resiliencia, promover la integración de las energías renovables y fomentar la independencia energética local. Los sistemas energéticos descentralizados, como las microrredes, permiten la generación y distribución localizada de energía, lo que puede reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la seguridad energética. Esto es especialmente relevante en el contexto del cambio climático, donde los fenómenos meteorológicos extremos pueden perturbar los sistemas energéticos centralizados, provocando vulnerabilidades en el suministro de energía. En ese sentido, el propio Plan de Descarbonización hace constante énfasis en la importancia de que el recambio energético permita mantener o mejorar la estabilidad que las energías fósiles generan (p. 7). De tal forma, entonces, se debe considerar la descentralización de la generación energética como una medida apropiada a mantener o mejorar dicha estabilidad, según lo previamente referenciado. Así, no se incluye ninguna medida ni acción que incentive la expansión de la generación distribuida de autoconsumo y propiedad conjunta como un segmento relevante para la descarbonización y resiliencia del sector eléctrico. El Plan debiera incorporar una Acción que desarrolle un plan de descentralización de la generación de energía, de modo de aprovechar los múltiples beneficios que esto ofrece para enfrentar el cambio climático y lograr la meta de la descarbonización.	Gracias por su observación. Se reconoce la relevancia de la descentralización y diversificación de la matriz eléctrica. En esta línea, la nueva medida 22 del plan se enfoca en avanzar en la visibilidad y trazabilidad de la operación de los PMGD, de modo que contribuyan de manera segura y resiliente al proceso de transición energética.
	Comentarios generales sobre el Plan	El Plan de Descarbonización presenta una baja ambición en consideración al momento que nos encontramos respecto a las metas asumidas. Desde 2009 a la fecha, a nivel global, la descarbonización se ha ido ralentizando, de forma tal que nos encontramos en un estado en que necesitamos de una aceleración de las medidas de descarbonización que avancen 6 veces más rápido que hasta ahora. En específico en Chile “a pesar de que las emisiones han comenzado a bajar, no estamos alineados con la trayectoria necesaria para alcanzar nuestras metas para 2030 y 2050”. Lo anterior, ya que las metas que se ha planteado la comunidad internacional, pero Chile en particular, son ambiciosas. Se estableció a través de la Ley Marco de Cambio Climático una meta aún más ambiciosa que la negociada a nivel internacional en el marco de la UNFCCC (p. 17). Por lo que el Plan de Descarbonización debiera contemplar Acciones y Medidas igualmente ambiciosas, que permitan acelerar el proceso de forma tal de lograr alcanzar las metas planteadas. Sin embargo, el Plan se limita de forma innecesaria: establece únicamente que se concretará el retiro y reconversión de industrias lo más apegado posible a los anuncios voluntarios efectuados por los propietarios de las mismas (p. 11). Como el mismo Plan indica “a 5 años del primer plan de descarbonización en 2019, el presente Plan es una continuación del trabajo que se ha venido desarrollando” (p. 18). Esta continuación del trabajo, sin presentar una perspectiva de aceleración, no se condice con la realidad material del medio ambiente, pues nos encontramos con una crisis climática acelerada y en un punto de no retorno que nos obliga a tomar acción ambiciosa para mitigar los efectos del cambio climático. Por lo demás, tampoco se considera la ambición necesaria para enfrentar la crisis climática al no exigir planes de cierre y abandono ante el cese de operaciones o la reconversión industrial derivada del cronograma de retiro, los cuales son muy relevantes para que la descarbonización no genere más impactos de los que busca evitar. Así, entonces, se requiere un Plan de Descarbonización que exprese una ambición estatal en el avance hacia una Net Zero para enfrentar la crisis climática y cumplir nuestras metas en la materia, el cual claramente debe ir más allá de la mera voluntad de los propietarios de industrias.	El plan de descarbonización pretende materializar las condiciones habilitantes para alcanzar un sistema eléctrico descarbonizado, resiliente y que opere de manera eficiente. En este contexto, y considerando que parte de las medidas ya comenzaron a realizarse durante este 2025 se establece el tenor de plan habilitante más que un plan de cumplimiento de metas.
Academia y Centros de Investigación	Comentarios generales sobre el Plan	En mi opinión, considero que el plan de descarbonización de Chile es muy importante dentro de la visión futura hacia la sostenibilidad energética. Considero que muestra parte de la dirección que debe tomar el país para apostar por la energía limpia. Si bien conlleva desafíos muy importantes que deben resolverse, con ideas y trabajo en equipo es posible avanzar.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	Nos parece que el términos generales el Plan de Descarbonización propuesto va en una dirección correcta para que como industria avancemos hacia la descarbonización de la matriz y carbono neutralidad en 2050. Sin embargo, nos surge inquietud la viabilidad de ejecutar la totalidad de las medidas contenidas en el Plan en el periodo 2025-2028. Considerando la ambiciosa cantidad de iniciativas propuestas (45 medidas agrupadas en cuatro ejes temáticos), sería fundamental que el Plan incorpore una priorización de las iniciativas en función de su impacto, urgencia, factibilidad técnica y económica. Asimismo, se sugiere incluir una estimación detallada de los recursos financieros, técnicos y humanos necesarios para la ejecución oportuna de cada medida, junto con un análisis de las capacidades actuales de las instituciones responsables. Esto permitiría contar con un enfoque estratégico para la implementación, asegurando que las medidas más críticas o habilitantes se ejecuten en primer lugar, y optimizando los recursos disponibles en un marco de tiempo acotado. La falta de esta priorización y estimación detallada podría comprometer el éxito de los objetivos planteados para la descarbonización del sistema eléctrico.	Agradecemos las observaciones y sugerencias formuladas. Dada la magnitud del desafío, el horizonte temporal de implementación y la participación de múltiples instituciones, resulta pertinente establecer un orden de ejecución para las medidas propuestas. En este contexto, la versión final del Plan incorpora un cronograma que establece los plazos para las modificaciones regulatorias necesarias, con el fin de cumplir los objetivos definidos en cada una de las medidas. Respecto a los recursos técnicos, financieros y humanos requeridos para la implementación, el detalle específico de cada medida no se encuentra dentro del alcance del Plan. Dichos aspectos deberán ser evaluados en el marco de su ejecución correspondiente.
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Incentivos para almacenamiento de energía: 6) Es esencial priorizar los incentivos para el almacenamiento energético de larga duración (BESS y otras tecnologías), considerando los 9.8 GW identificados como necesarios en la "Hoja de Ruta para una transición acelerada" publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional para garantizar flexibilidad y confiabilidad en un sistema 100% renovable. 7) El estudio "confiabilidad del SEN reporte de operación sin carbón al 2030" confirma que el SEN puede operar sin centrales a carbón bajo condiciones normales y secas, alcanzando niveles de penetración renovable entre el 84% y el 93%. Esto respalda que un retiro más rápido de las centrales a carbón no solo es viable, sino beneficioso si se refuerzan las inversiones en energías renovables distribuidas (ERD) y almacenamiento. Además: Aporte del almacenamiento: Con una capacidad de 5,6 GW proyectada, se mitiga el curtailment de renovables y se estabiliza la red durante las horas de menor generación solar o eólica. Flexibilidad operativa: Las tecnologías basadas en inversores permiten el grid-forming y pueden reemplazar la inercia tradicional de los generadores sincrónicos. Propuesta: Incorporar políticas que prioricen proyectos de energía solar con almacenamiento, especialmente en zonas con alta radiación y redes débiles. Diseñar incentivos para que las ERD participen en la provisión de servicios complementarios.	Se agradece el comentario y observación. En esta línea, la versión final del Plan considerará un conjunto de medidas orientadas al impulso de desarrollo de tecnología habilitante para la descarbonización, entre ellos, los sistemas de almacenamiento de energía.
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Falta de integración de los Recursos Energéticos Distribuidos (REDs): El plan no considera de forma significativa el rol de los REDs como un pilar en la estrategia de descarbonización, omitiendo su potencial para generar energía limpia, reducir costos para los usuarios, y aportar flexibilidad al sistema. 1) Financiamiento de proyectos: Se sugiere aclarar si el financiamiento incluye proyectos orientados a la demanda, como los REDs, y definir mecanismos específicos para apoyar su desarrollo, como incentivos tributarios y garantías legales y financieras para el modelo ESCO. 2) (Simplificación para proyectos pequeños): Es fundamental simplificar los permisos para proyectos de autoconsumo y pequeña escala, brindando mayor certeza y facilitando su implementación. 3) Eje 1 (Planificación Energética de Largo Plazo - PELP): Es importante incluir a los REDs en la PELP, considerando su capacidad para reducir congestiones y fortalecer la resiliencia del sistema. Esto debe realizarse con modelos que predigan de mejor forma su penetración y no considerar su impacto de forma limitada a un efecto negativo en la demanda.	Agradecemos su observación. Sin embargo, cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a la adecuación del actual segmento de distribución.
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	5) Se recomienda incluir un mayor énfasis en la promoción de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) como una herramienta para descentralizar y diversificar la generación de energía renovable. Esto complementaría el objetivo de descarbonización, tal como se evidencia en la "Hoja de Ruta para una transición acelerada" publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional, donde los PMGD han crecido hasta representar el 5.5% de la generación total en 2023 y más del 80% de esta generación es solar.	Agradecemos su observación y sugerencia. Se reconoce la relevancia de fortalecer su integración en el sistema como una herramienta clave para la descentralización y diversificación de la matriz eléctrica. En esta línea, la versión final del Plan contempla una medida enfocada en avanzar en la visibilidad y trazabilidad de la operación de los PMGD, de modo que contribuyan de manera segura y resiliente al proceso de transición energética. Para ello, se considera en la versión final del Plan, una medida enfocada en la revisión y adecuación de la normativa vigente, con el fin de incorporar requerimientos de monitoreo y control que favorezcan su efectiva integración con los sistemas del Coordinador Eléctrico Nacional y de las empresas de distribución
Sector Privado	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	4)Eje 1 (Inversión verde en comunidades): Se recomienda una política estatal coordinada entre ministerios para la inversión verde en comunidades, alineando esfuerzos hacia un desarrollo sostenible y eficiente. Se debe hacer uso eficiente de todos los recursos disponibles bajo una única política/directriz de apoyo e inversión de manera de facilitar y acelerar el desarrollo de proyectos de generación carbono neutral, con un especial énfasis en el apoyo a los proyectos desarrollados desde el lado de la demanda.	La Medida 10 fue reformulada en la medida 7, donde se toman diversos aspectos para promover que los proyectos de energía aporten al desarrollo de las comunidades vecinas a través de: 1.- estándares y modelos de participación en los beneficios, 2.- Focalización de inversión social pública en aquellas zonas definidas por instrumentos de planificación energética y 3.- incentivos a los proyectos para que incorporen participación de las comunidades en los beneficios del proyecto (en licitaciones, rentas concesionales, etc.). Además esta medida contempla un repositorio de proyectos sociales energéticos para ser realizados por las empresas; un fondo público - privado para financiar proyectos comunitarios de generación distribuida de propiedad conjunta; y convenios con empresas para que estos gastos sociales realizados sean reconocidos como gastos necesarios para generar renta; entre otras acciones. Dentro de esta medida, se encuentra acogida en parte la observación en el sentido que se promueven proyectos de generación distribuida de energía de propiedad de las comunidad, con financiamiento privado y publico-privado.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Se señala "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". Se solicita indicar: 1) a qué metas específicas se refiere con "metas de descarbonización" y cuáles son sus "plazos establecidos", así como también 2) ¿cuál es la evaluación cuantitativa que permite concluir que se requiere "una transición energética acelerada"? 3) Se solicita especificar a qué se refiere con "acelerada" (es decir, indicar explícitamente el plan de descarbonización "normal" y el plan de descarbonización "acelerado").	La hoja de ruta hacia un futuro energético sostenible se encuentra amparada principalmente en la Política Energética Nacional vigente y en la Ley Marco de Cambio Climático. Ambos instrumentos clave para la transición energética, establecen como meta que al 2050 el 100% de la generación de energía eléctrica sea limpia en términos de CO2, además de otras metas sectoriales, contribuyendo así al compromiso de ser un país carbono neutral y resiliente. Para lograr estas metas, es requerida una transición energética acelerada, lo que da lugar a las distintas iniciativas, incluyendo este Plan de Descarbonización, que son mencionadas en mayor detalle en la versión definitiva de este documento. Finalmente, se indica que, a la fecha de elaboración de este plan, la meta de descarbonización corresponde a la del acuerdo vinculante entre el Gobierno de Chile y las empresas, de retirar y/o reconvertir todas las centrales a carbón al 2040.
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Este eje no está abordando ni como antecedente relevante ni como parte del plan de acción el proyecto de ley del Boletín 16552-12 que "Modifica diversos cuerpos legales, con el objeto de fortalecer la institucionalidad ambiental y mejorar su eficiencia". Se sugiere considerar dicho Boletín en el informe por la eventual relevancia que tenga en agilizar la tramitación ambiental de proyectos de energía renovables y almacenamiento.	Muchas gracias por su observación. Como parte de la introducción del Plan se incluyen instrumentos recientes que tienen relación estrecha con este Plan.
Sociedad Civil y ONGs	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Por otra parte, los proyectos SAE se proyectan al alza en Chile, ya que, durante los años 2024 y 2025 son 33 proyectos que han ingresado al SEIA, de los cuales 23 están en calificación, 4 aprobados, 3 desistidos, 3 no admitidos y 1 no calificado. Los cuales proyectan una vida útil de 25 a 57 años, con una inversión para 12 proyectos de entre 135 a 607 millones de dólares y los otros 21 entre 10,5 a 95 millones de dólares (SEA, s.f.-b). Hasta el momento el proyecto de mayor inversión que ha ingresado al SEIA es el "Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión BESS Tambillo" en la comuna de Pozo Almonte con un sistema de almacenamiento de 200 MW (SEA, s.f.-a). Mientras que, para el proyecto de Sistema de almacenamiento de Energía por Baterías - San Rafael tendrá una potencia nominal de 90 MW y una capacidad de almacenamiento de 360 MWh (SEA, s.f.-c). Además, en los últimos registros de prensa se menciona que la empresa española Grenergy Renovables apostará por invertir en el proyecto de almacenamiento de baterías de litio "Oasis de Atacama", este proyecto solar con baterías ha obtenido la mayor financiación del sector a nivel mundial durante el último año. La iniciativa contempla en total siete fases y considera 2.000 MW de potencia en paneles solares y otros 1.820 en almacenamiento, alcanzando los 11.000 MWh (El País, s.f). Con una inversión de 967 millones de dólares para las cuatro primeras fases (Cinco Días, 2025). Actualmente, para 27 de estos proyectos la tipología de ingreso al SEIA fue b.1) Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje, mientras que 6 ingresaron bajo b.2) Centrales hidroeléctricas con potencia menor a 20 MW (SEA, s.f.-b). Esto pone de manifiesto la ausencia de una tipología específica para proyectos SAE, lo que resulta problemático considerando la proyección y relevancia de esta tecnología en el marco de la transición energética. La experiencia previa con las primeras instalaciones de paneles fotovoltaicos y parques eólicos en Chile subraya la importancia de contar con una tipología clara y adecuada. En esos casos, los titulares no identificaron ni evaluaron de manera adecuada impactos específicos como el "efecto sombra" de los paneles solares y el "efecto espejo" que afecta a las aves. Estos impactos no estaban contemplados en el SEIA debido a la falta de antecedentes previos, a pesar de que las tipologías correspondientes ya estaban reconocidas en el reglamento DS 40. Esto genera dudas sobre la capacidad del sistema para abordar una tipología reciente que aún no está especificada en el reglamento. La necesidad de contar con una tipología específica para la industria de almacenamiento de energía es evidente. Este sector es una pieza clave en el ciclo de la matriz energética, tan relevante como la producción y la transmisión, pero actualmente es el único que carece de una tipología en el SEIA. Además, considerando que muchos de estos proyectos se ubican en entornos con ecosistemas frágiles como el Desierto de Atacama, resulta imprescindible abordar los riesgos potenciales de forma rigurosa. La implementación de una tipología podría también incluir criterios que permitan exenciones para ciertos proyectos, como aquellos que ocupen menos de un número específico de hectáreas, contribuyendo así a una regulación más adaptativa y equilibrada. En conclusión, dada la proyección y complejidad de los proyectos SAE, resulta imprescindible incorporar una tipología específica en el SEIA que contemple los impactos particulares de esta industria. Esta medida garantizará una evaluación más rigurosa y adaptada a los desafíos específicos de los proyectos de almacenamiento de energía, contribuyendo así a una transición energética sostenible y responsable.	Muchas gracias por su observación. Durante la elaboración del plan y las mesas de trabajo, la nueva tipología en el SEIA para almacenamiento no surgió como un tema crítico ni se identificó una posible solución de alguna brecha en particular. Por lo tanto, no se considera parte de este plan.
Sociedad Civil y ONGs	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Las exenciones planteadas en el plan representan, a nuestro juicio, un retroceso en la política ambiental nacional. Esto es especialmente preocupante en el caso de una industria con rápidos avances tecnológicos, de cuyos posibles efectos no existe información concluyente. Este riesgo se amplifica al eximir a la industria de la obligación de someter el proyecto a un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), dejando importantes vacíos en la identificación y mitigación de riesgos.	Se acoge la observación y se elimina del plan definitivo.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>Las exenciones planteadas en el plan representan, a nuestro juicio, un retroceso en la política ambiental nacional. Esto es especialmente preocupante en el caso de una industria con rápidos avances tecnológicos, de cuyos posibles efectos no existe información concluyente. Este riesgo se amplifica al eximir a la industria de la obligación de someter el proyecto a un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), dejando importantes vacíos en la identificación y mitigación de riesgos. Por otra parte, los proyectos SAE se proyectan al alza en Chile, ya que, durante los años 2024 y 2025 son 33 proyectos que han ingresado al SEIA, de los cuales 23 están en calificación, 4 aprobados, 3 desistidos, 3 no admitidos y 1 no calificado. Los cuales proyectan una vida útil de 25 a 57 años, con una inversión para 12 proyectos de entre 135 a 607 millones de dólares y los otros 21 entre 10,5 a 95 millones de dólares (SEA, s.f.-b). Hasta el momento el proyecto de mayor inversión que ha ingresado al SEIA es el “Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión BESS Tambillo” en la comuna de Pozo Almonte con un sistema de almacenamiento de 200 MW (SEA, s.f.-a). Mientras que, para el proyecto de Sistema de almacenamiento de Energía por Baterías - San Rafael tendrá una potencia nominal de 90 MW y una capacidad de almacenamiento de 360 MWh (SEA, s.f.-c). Además, en los últimos registros de prensa se menciona que la empresa española Grenergy Renovables apostará por invertir en el proyecto de almacenamiento de baterías de litio “Oasis de Atacama”, este proyecto solar con baterías ha obtenido la mayor financiación del sector a nivel mundial durante el último año. La iniciativa contempla en total siete fases y considera 2.000 MW de potencia en paneles solares y otros 1.820 en almacenamiento, alcanzando los 11.000 MWh (El País, s.f). Con una inversión de 967 millones de dólares para las cuatro primeras fases (Cinco Días, 2025). Actualmente, para 27 de estos proyectos la tipología de ingreso al SEIA fue b.1) Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje, mientras que 6 ingresaron bajo b.2) Centrales hidroeléctricas con potencia menor a 20 MW (SEA, s.f.-b). Esto pone de manifiesto la ausencia de una tipología específica para proyectos SAE, lo que resulta problemático considerando la proyección y relevancia de esta tecnología en el marco de la transición energética. La experiencia previa con las primeras instalaciones de paneles fotovoltaicos y parques eólicos en Chile subraya la importancia de contar con una tipología clara y adecuada. En esos casos, los titulares no identificaron ni evaluaron de manera adecuada impactos específicos como el “efecto sombra” de los paneles solares y el “efecto espejo” que afecta a las aves. Estos impactos no estaban contemplados en el SEIA debido a la falta de antecedentes previos, a pesar de que las tipologías correspondientes ya estaban reconocidas en el reglamento DS 40. Esto genera dudas sobre la capacidad del sistema para abordar una tipología reciente que aún no está especificada en el reglamento. La necesidad de contar con una tipología específica para la industria de almacenamiento de energía es evidente. Este sector es una pieza clave en el ciclo de la matriz energética, tan relevante como la producción y la transmisión, pero actualmente es el único que carece de una tipología en el SEIA. Además, considerando que muchos de estos proyectos se ubican en entornos con ecosistemas frágiles como el Desierto de Atacama, resulta imprescindible abordar los riesgos potenciales de forma rigurosa. La implementación de una tipología podría también incluir criterios que permitan exenciones para ciertos proyectos, como aquellos que ocupen menos de un número específico de hectáreas, contribuyendo así a una regulación más adaptativa y equilibrada. En conclusión, dada la proyección y complejidad de los proyectos SAE, resulta imprescindible incorporar una tipología específica en el SEIA que contemple los impactos particulares de esta industria. Esta medida garantizará una evaluación más rigurosa y adaptada a los desafíos específicos de los proyectos de almacenamiento de energía, contribuyendo así a una transición energética sostenible y responsable.</p>	<p>Muchas gracias por su observación. En relación con las exenciones planteadas, estas han sido eliminadas de la versión definitiva del Plan. Por otra parte, durante el proceso de elaboración del Plan y en el desarrollo de las mesas de trabajo, la nueva tipología en el SEIA para proyectos de almacenamiento no fue identificada como un tema crítico, ni se detectaron brechas específicas que requirieran solución. Por lo tanto, no se considera parte de este Plan.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>Las exenciones planteadas en el plan representan, a nuestro juicio, un retroceso en la política ambiental nacional. Esto es especialmente preocupante en el caso de una industria con rápidos avances tecnológicos, de cuyos posibles efectos no existe información concluyente. Este riesgo se amplifica al eximir a la industria de la obligación de someter el proyecto a un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), dejando importantes vacíos en la identificación y mitigación de riesgos.</p> <p>Por otra parte, los proyectos SAE se proyectan al alza en Chile, ya que, durante los años 2024 y 2025 son 33 proyectos que han ingresado al SEIA, de los cuales 23 están en calificación, 4 aprobados, 3 desistidos, 3 no admitidos y 1 no calificado. Los cuales proyectan una vida útil de 25 a 57 años, con una inversión para 12 proyectos de entre 135 a 607 millones de dólares y los otros 21 entre 10,5 a 95 millones de dólares (SEA, s.f.-b).</p> <p>Hasta el momento el proyecto de mayor inversión que ha ingresado al SEIA es el “Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión BESS Tambillo” en la comuna de Pozo Almonte con un sistema de almacenamiento de 200 MW (SEA, s.f-a). Mientras que, para el proyecto de Sistema de almacenamiento de Energía por Baterías - San Rafael tendrá una potencia nominal de 90 MW y una capacidad de almacenamiento de 360 MWh (SEA, s.f-c). Además, en los últimos registros de prensa se menciona que la empresa española Grenergy Renovables apostará por invertir en el proyecto de almacenamiento de baterías de litio “Oasis de Atacama”, este proyecto solar con baterías ha obtenido la mayor financiación del sector a nivel mundial durante el último año. La iniciativa contempla en total siete fases y considera 2.000 MW de potencia en paneles solares y otros 1.820 en almacenamiento, alcanzando los 11.000 MWh (El País, s.f). Con una inversión de 967 millones de dólares para las cuatro primeras fases (Cinco Días, 2025). Actualmente, para 27 de estos proyectos la tipología de ingreso al SEIA fue b.1) Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje, mientras que 6 ingresaron bajo b.2) Centrales hidroeléctricas con potencia menor a 20 MW (SEA, s.f.-b). Esto pone de manifiesto la ausencia de una tipología específica para proyectos SAE, lo que resulta problemático considerando la proyección y relevancia de esta tecnología en el marco de la transición energética.</p> <p>La experiencia previa con las primeras instalaciones de paneles fotovoltaicos y parques eólicos en Chile subraya la importancia de contar con una tipología clara y adecuada. En esos casos, los titulares no identificaron ni evaluaron de manera adecuada impactos específicos como el “efecto sombra” de los paneles solares y el “efecto espejo” que afecta a las aves. Estos impactos no estaban contemplados en el SEIA debido a la falta de antecedentes previos, a pesar de que las tipologías correspondientes ya estaban reconocidas en el reglamento DS 40. Esto genera dudas sobre la capacidad del sistema para abordar una tipología reciente que aún no está especificada en el reglamento.</p> <p>La necesidad de contar con una tipología específica para la industria de almacenamiento de energía es evidente. Este sector es una pieza clave en el ciclo de la matriz energética, tan relevante como la producción y la transmisión, pero actualmente es el único que carece de una tipología en el SEIA. Además, considerando que muchos de estos proyectos se ubican en entornos con ecosistemas frágiles como el Desierto de Atacama, resulta imprescindible abordar los riesgos potenciales de forma rigurosa. La implementación de una tipología podría también incluir criterios que permitan exenciones para ciertos proyectos, como aquellos que ocupen menos de un número específico de hectáreas, contribuyendo así a una regulación más adaptativa y equilibrada.</p> <p>En conclusión, dada la proyección y complejidad de los proyectos SAE, resulta imprescindible incorporar una tipología específica en el SEIA que contemple los impactos particulares de esta industria. Esta medida garantizará una evaluación más rigurosa y adaptada a los desafíos específicos de los proyectos de almacenamiento de energía, contribuyendo así a una transición energética sostenible y responsable.</p>	<p>Muchas gracias por su observación. En relación con las exenciones planteadas, estas han sido eliminadas de la versión definitiva del Plan. Por otra parte, durante el proceso de elaboración del Plan y en el desarrollo de las mesas de trabajo, la nueva tipología en el SEIA para proyectos de almacenamiento no fue identificada como un tema crítico, ni se detectaron brechas específicas que requirieran solución. Por lo tanto, no se considera parte de este Plan.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>Las exenciones planteadas en el plan representan, a nuestro juicio, un retroceso en la política ambiental nacional. Esto es especialmente preocupante en el caso de una industria con rápidos avances tecnológicos, de cuyos posibles efectos no existe información concluyente. Este riesgo se amplifica al eximir a la industria de la obligación de someter el proyecto a un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), dejando importantes vacíos en la identificación y mitigación de riesgos.</p> <p>Por otra parte, los proyectos SAE se proyectan al alza en Chile, ya que, durante los años 2024 y 2025 son 33 proyectos que han ingresado al SEIA, de los cuales 23 están en calificación, 4 aprobados, 3 desistidos, 3 no admitidos y 1 no calificado. Los cuales proyectan una vida útil de 25 a 57 años, con una inversión para 12 proyectos de entre 135 a 607 millones de dólares y los otros 21 entre 10,5 a 95 millones de dólares (SEA, s.f.-b).</p> <p>Hasta el momento el proyecto de mayor inversión que ha ingresado al SEIA es el “Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión BESS Tambillo” en la comuna de Pozo Almonte con un sistema de almacenamiento de 200 MW (SEA, s.f-a). Mientras que, para el proyecto de Sistema de almacenamiento de Energía por Baterías - San Rafael tendrá una potencia nominal de 90 MW y una capacidad de almacenamiento de 360 MWh (SEA, s.f-c). Además, en los últimos registros de prensa se menciona que la empresa española Grenergy Renovables apostará por invertir en el proyecto de almacenamiento de baterías de litio “Oasis de Atacama”, este proyecto solar con baterías ha obtenido la mayor financiación del sector a nivel mundial durante el último año. La iniciativa contempla en total siete fases y considera 2.000 MW de potencia en paneles solares y otros 1.820 en almacenamiento, alcanzando los 11.000 MWh (El País, s.f). Con una inversión de 967 millones de dólares para las cuatro primeras fases (Cinco Días, 2025). Actualmente, para 27 de estos proyectos la tipología de ingreso al SEIA fue b.1) Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje, mientras que 6 ingresaron bajo b.2) Centrales hidroeléctricas con potencia menor a 20 MW (SEA, s.f.-b). Esto pone de manifiesto la ausencia de una tipología específica para proyectos SAE, lo que resulta problemático considerando la proyección y relevancia de esta tecnología en el marco de la transición energética.</p> <p>La experiencia previa con las primeras instalaciones de paneles fotovoltaicos y parques eólicos en Chile subraya la importancia de contar con una tipología clara y adecuada. En esos casos, los titulares no identificaron ni evaluaron de manera adecuada impactos específicos como el “efecto sombra” de los paneles solares y el “efecto espejo” que afecta a las aves. Estos impactos no estaban contemplados en el SEIA debido a la falta de antecedentes previos, a pesar de que las tipologías correspondientes ya estaban reconocidas en el reglamento DS 40. Esto genera dudas sobre la capacidad del sistema para abordar una tipología reciente que aún no está especificada en el reglamento.</p> <p>La necesidad de contar con una tipología específica para la industria de almacenamiento de energía es evidente. Este sector es una pieza clave en el ciclo de la matriz energética, tan relevante como la producción y la transmisión, pero actualmente es el único que carece de una tipología en el SEIA. Además, considerando que muchos de estos proyectos se ubican en entornos con ecosistemas frágiles como el Desierto de Atacama, resulta imprescindible abordar los riesgos potenciales de forma rigurosa. La implementación de una tipología podría también incluir criterios que permitan exenciones para ciertos proyectos, como aquellos que ocupen menos de un número específico de hectáreas, contribuyendo así a una regulación más adaptativa y equilibrada.</p> <p>En conclusión, dada la proyección y complejidad de los proyectos SAE, resulta imprescindible incorporar una tipología específica en el SEIA que contemple los impactos particulares de esta industria. Esta medida garantizará una evaluación más rigurosa y adaptada a los desafíos específicos de los proyectos de almacenamiento de energía, contribuyendo así a una transición energética sostenible y responsable.</p>	<p>Muchas gracias por su observación. En relación con las exenciones planteadas, estas han sido eliminadas de la versión definitiva del Plan. Por otra parte, durante el proceso de elaboración del Plan y en el desarrollo de las mesas de trabajo, la nueva tipología en el SEIA para proyectos de almacenamiento no fue identificada como un tema crítico, ni se detectaron brechas específicas que requirieran solución. Por lo tanto, no se considera parte de este Plan.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>Las exenciones planteadas en el plan representan, a nuestro juicio, un retroceso en la política ambiental nacional. Esto es especialmente preocupante en el caso de una industria con rápidos avances tecnológicos, de cuyos posibles efectos no existe información concluyente. Este riesgo se amplifica al eximir a la industria de la obligación de someter el proyecto a un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), dejando importantes vacíos en la identificación y mitigación de riesgos.</p> <p>Por otra parte, los proyectos SAE se proyectan al alza en Chile, ya que, durante los años 2024 y 2025 son 33 proyectos que han ingresado al SEIA, de los cuales 23 están en calificación, 4 aprobados, 3 desistidos, 3 no admitidos y 1 no calificado. Los cuales proyectan una vida útil de 25 a 57 años, con una inversión para 12 proyectos de entre 135 a 607 millones de dólares y los otros 21 entre 10,5 a 95 millones de dólares (SEA, s.f.-b).</p> <p>Hasta el momento el proyecto de mayor inversión que ha ingresado al SEIA es el “Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión BESS Tambillo” en la comuna de Pozo Almonte con un sistema de almacenamiento de 200 MW (SEA, s.f-a). Mientras que, para el proyecto de Sistema de almacenamiento de Energía por Baterías - San Rafael tendrá una potencia nominal de 90 MW y una capacidad de almacenamiento de 360 MWh (SEA, s.f-c). Además, en los últimos registros de prensa se menciona que la empresa española Grenergy Renovables apostará por invertir en el proyecto de almacenamiento de baterías de litio “Oasis de Atacama”, este proyecto solar con baterías ha obtenido la mayor financiación del sector a nivel mundial durante el último año. La iniciativa contempla en total siete fases y considera 2.000 MW de potencia en paneles solares y otros 1.820 en almacenamiento, alcanzando los 11.000 MWh (El País, s.f). Con una inversión de 967 millones de dólares para las cuatro primeras fases (Cinco Días, 2025). Actualmente, para 27 de estos proyectos la tipología de ingreso al SEIA fue b.1) Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje, mientras que 6 ingresaron bajo b.2) Centrales hidroeléctricas con potencia menor a 20 MW (SEA, s.f.-b). Esto pone de manifiesto la ausencia de una tipología específica para proyectos SAE, lo que resulta problemático considerando la proyección y relevancia de esta tecnología en el marco de la transición energética.</p> <p>La experiencia previa con las primeras instalaciones de paneles fotovoltaicos y parques eólicos en Chile subraya la importancia de contar con una tipología clara y adecuada. En esos casos, los titulares no identificaron ni evaluaron de manera adecuada impactos específicos como el “efecto sombra” de los paneles solares y el “efecto espejo” que afecta a las aves. Estos impactos no estaban contemplados en el SEIA debido a la falta de antecedentes previos, a pesar de que las tipologías correspondientes ya estaban reconocidas en el reglamento DS 40. Esto genera dudas sobre la capacidad del sistema para abordar una tipología reciente que aún no está especificada en el reglamento.</p> <p>La necesidad de contar con una tipología específica para la industria de almacenamiento de energía es evidente. Este sector es una pieza clave en el ciclo de la matriz energética, tan relevante como la producción y la transmisión, pero actualmente es el único que carece de una tipología en el SEIA. Además, considerando que muchos de estos proyectos se ubican en entornos con ecosistemas frágiles como el Desierto de Atacama, resulta imprescindible abordar los riesgos potenciales de forma rigurosa. La implementación de una tipología podría también incluir criterios que permitan exenciones para ciertos proyectos, como aquellos que ocupen menos de un número específico de hectáreas, contribuyendo así a una regulación más adaptativa y equilibrada.</p> <p>En conclusión, dada la proyección y complejidad de los proyectos SAE, resulta imprescindible incorporar una tipología específica en el SEIA que contemple los impactos particulares de esta industria. Esta medida garantizará una evaluación más rigurosa y adaptada a los desafíos específicos de los proyectos de almacenamiento de energía, contribuyendo así a una transición energética sostenible y responsable.</p>	<p>Muchas gracias por su observación. En relación con las exenciones planteadas, estas han sido eliminadas de la versión definitiva del Plan. Por otra parte, durante el proceso de elaboración del Plan y en el desarrollo de las mesas de trabajo, la nueva tipología en el SEIA para proyectos de almacenamiento no fue identificada como un tema crítico, ni se detectaron brechas específicas que requirieran solución. Por lo tanto, no se considera parte de este Plan.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>Las exenciones planteadas en el plan representan, a nuestro juicio, un retroceso en la política ambiental nacional. Esto es especialmente preocupante en el caso de una industria con rápidos avances tecnológicos, de cuyos posibles efectos no existe información concluyente. Este riesgo se amplifica al eximir a la industria de la obligación de someter el proyecto a un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), dejando importantes vacíos en la identificación y mitigación de riesgos.</p> <p>Por otra parte, los proyectos SAE se proyectan al alza en Chile, ya que, durante los años 2024 y 2025 son 33 proyectos que han ingresado al SEIA, de los cuales 23 están en calificación, 4 aprobados, 3 desistidos, 3 no admitidos y 1 no calificado. Los cuales proyectan una vida útil de 25 a 57 años, con una inversión para 12 proyectos de entre 135 a 607 millones de dólares y los otros 21 entre 10,5 a 95 millones de dólares (SEA, s.f.-b).</p> <p>Hasta el momento el proyecto de mayor inversión que ha ingresado al SEIA es el “Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión BESS Tambillo” en la comuna de Pozo Almonte con un sistema de almacenamiento de 200 MW (SEA, s.f.-a). Mientras que, para el proyecto de Sistema de almacenamiento de Energía por Baterías - San Rafael tendrá una potencia nominal de 90 MW y una capacidad de almacenamiento de 360 MWh (SEA, s.f.-c). Además, en los últimos registros de prensa se menciona que la empresa española Grenergy Renovables apostará por invertir en el proyecto de almacenamiento de baterías de litio “Oasis de Atacama”, este proyecto solar con baterías ha obtenido la mayor financiación del sector a nivel mundial durante el último año. La iniciativa contempla en total siete fases y considera 2.000 MW de potencia en paneles solares y otros 1.820 en almacenamiento, alcanzando los 11.000 MWh (El País, s.f). Con una inversión de 967 millones de dólares para las cuatro primeras fases (Cinco Días, 2025). Actualmente, para 27 de estos proyectos la tipología de ingreso al SEIA fue b.1) Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje, mientras que 6 ingresaron bajo b.2) Centrales hidroeléctricas con potencia menor a 20 MW (SEA, s.f.-b). Esto pone de manifiesto la ausencia de una tipología específica para proyectos SAE, lo que resulta problemático considerando la proyección y relevancia de esta tecnología en el marco de la transición energética.</p> <p>La experiencia previa con las primeras instalaciones de paneles fotovoltaicos y parques eólicos en Chile subraya la importancia de contar con una tipología clara y adecuada. En esos casos, los titulares no identificaron ni evaluaron de manera adecuada impactos específicos como el “efecto sombra” de los paneles solares y el “efecto espejo” que afecta a las aves. Estos impactos no estaban contemplados en el SEIA debido a la falta de antecedentes previos, a pesar de que las tipologías correspondientes ya estaban reconocidas en el reglamento DS 40. Esto genera dudas sobre la capacidad del sistema para abordar una tipología reciente que aún no está especificada en el reglamento.</p> <p>La necesidad de contar con una tipología específica para la industria de almacenamiento de energía es evidente. Este sector es una pieza clave en el ciclo de la matriz energética, tan relevante como la producción y la transmisión, pero actualmente es el único que carece de una tipología en el SEIA. Además, considerando que muchos de estos proyectos se ubican en entornos con ecosistemas frágiles como el Desierto de Atacama, resulta imprescindible abordar los riesgos potenciales de forma rigurosa. La implementación de una tipología podría también incluir criterios que permitan exenciones para ciertos proyectos, como aquellos que ocupen menos de un número específico de hectáreas, contribuyendo así a una regulación más adaptativa y equilibrada.</p> <p>En conclusión, dada la proyección y complejidad de los proyectos SAE, resulta imprescindible incorporar una tipología específica en el SEIA que contemple los impactos particulares de esta industria. Esta medida garantizará una evaluación más rigurosa y adaptada a los desafíos específicos de los proyectos de almacenamiento de energía, contribuyendo así a una transición energética sostenible y responsable.</p>	<p>Muchas gracias por su observación. En relación con las exenciones planteadas, estas han sido eliminadas de la versión definitiva del Plan. Por otra parte, durante el proceso de elaboración del Plan y en el desarrollo de las mesas de trabajo, la nueva tipología en el SEIA para proyectos de almacenamiento no fue identificada como un tema crítico, ni se detectaron brechas específicas que requirieran solución. Por lo tanto, no se considera parte de este Plan.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>Las exenciones planteadas en el plan representan un retroceso en la política ambiental nacional. Esto es especialmente preocupante en el caso de una industria con rápidos avances tecnológicos, de cuyos posibles efectos no existe información concluyente. Este riesgo se amplifica al eximir a la industria de la obligación de someter el proyecto a un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), dejando importantes vacíos en la identificación y mitigación de riesgos.</p> <p>Por otra parte, los proyectos SAE se proyectan al alza en Chile, ya que, durante los años 2024 y 2025 son 33 proyectos que han ingresado al SEIA, de los cuales 23 están en calificación, 4 aprobados, 3 desistidos, 3 no admitidos y 1 no calificado. Los cuales proyectan una vida útil de 25 a 57 años, con una inversión para 12 proyectos de entre 135 a 607 millones de dólares y los otros 21 entre 10,5 a 95 millones de dólares (SEA, s.f.-b).</p> <p>Hasta el momento el proyecto de mayor inversión que ha ingresado al SEIA es el “Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión BESS Tambillo” en la comuna de Pozo Almonte con un sistema de almacenamiento de 200 MW (SEA, s.f-a). Mientras que, para el proyecto de Sistema de almacenamiento de Energía por Baterías - San Rafael tendrá una potencia nominal de 90 MW y una capacidad de almacenamiento de 360 MWh (SEA, s.f-c). Además, en los últimos registros de prensa se menciona que la empresa española Grenergy Renovables apostará por invertir en el proyecto de almacenamiento de baterías de litio “Oasis de Atacama”, este proyecto solar con baterías ha obtenido la mayor financiación del sector a nivel mundial durante el último año. La iniciativa contempla en total siete fases y considera 2.000 MW de potencia en paneles solares y otros 1.820 en almacenamiento, alcanzando los 11.000 MWh (El País, s.f). Con una inversión de 967 millones de dólares para las cuatro primeras fases (Cinco Días, 2025). Actualmente, para 27 de estos proyectos la tipología de ingreso al SEIA fue b.1) Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje, mientras que 6 ingresaron bajo b.2) Centrales hidroeléctricas con potencia menor a 20 MW (SEA, s.f.-b). Esto pone de manifiesto la ausencia de una tipología específica para proyectos SAE, lo que resulta problemático considerando la proyección y relevancia de esta tecnología en el marco de la transición energética.</p> <p>La experiencia previa con las primeras instalaciones de paneles fotovoltaicos y parques eólicos en Chile subraya la importancia de contar con una tipología clara y adecuada. En esos casos, los titulares no identificaron ni evaluaron de manera adecuada impactos específicos como el “efecto sombra” de los paneles solares y el “efecto espejo” que afecta a las aves. Estos impactos no estaban contemplados en el SEIA debido a la falta de antecedentes previos, a pesar de que las tipologías correspondientes ya estaban reconocidas en el reglamento DS 40. Esto genera dudas sobre la capacidad del sistema para abordar una tipología reciente que aún no está especificada en el reglamento.</p> <p>La necesidad de contar con una tipología específica para la industria de almacenamiento de energía es evidente. Este sector es una pieza clave en el ciclo de la matriz energética, tan relevante como la producción y la transmisión, pero actualmente es el único que carece de una tipología en el SEIA. Además, considerando que muchos de estos proyectos se ubican en entornos con ecosistemas frágiles como el Desierto de Atacama, resulta imprescindible abordar los riesgos potenciales de forma rigurosa. La implementación de una tipología podría también incluir criterios que permitan exenciones para ciertos proyectos, como aquellos que ocupen menos de un número específico de hectáreas, contribuyendo así a una regulación más adaptativa y equilibrada.</p> <p>En conclusión, dada la proyección y complejidad de los proyectos SAE, resulta imprescindible incorporar una tipología específica en el SEIA que contemple los impactos particulares de esta industria. Esta medida garantizará una evaluación más rigurosa y adaptada a los desafíos específicos de los proyectos de almacenamiento de energía, contribuyendo así a una transición energética sostenible y responsable.</p>	<p>Muchas gracias por su observación. En relación con las exenciones planteadas, estas han sido eliminadas de la versión definitiva del Plan. Por otra parte, durante el proceso de elaboración del Plan y en el desarrollo de las mesas de trabajo, la nueva tipología en el SEIA para proyectos de almacenamiento no fue identificada como un tema crítico, ni se detectaron brechas específicas que requirieran solución. Por lo tanto, no se considera parte de este Plan.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>Las exenciones planteadas en el plan representan, a nuestro juicio, un retroceso en la política ambiental nacional. Esto es especialmente preocupante en el caso de una industria con rápidos avances tecnológicos, de cuyos posibles efectos no existe información concluyente. Este riesgo se amplifica al eximir a la industria de la obligación de someter el proyecto a un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), dejando importantes vacíos en la identificación y mitigación de riesgos.</p> <p>Por otra parte, los proyectos SAE se proyectan al alza en Chile, ya que, durante los años 2024 y 2025 son 33 proyectos que han ingresado al SEIA, de los cuales 23 están en calificación, 4 aprobados, 3 desistidos, 3 no admitidos y 1 no calificado. Los cuales proyectan una vida útil de 25 a 57 años, con una inversión para 12 proyectos de entre 135 a 607 millones de dólares y los otros 21 entre 10,5 a 95 millones de dólares (SEA, s.f.-b).</p> <p>Hasta el momento el proyecto de mayor inversión que ha ingresado al SEIA es el “Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión BESS Tambillo” en la comuna de Pozo Almonte con un sistema de almacenamiento de 200 MW (SEA, s.f-a). Mientras que, para el proyecto de Sistema de almacenamiento de Energía por Baterías - San Rafael tendrá una potencia nominal de 90 MW y una capacidad de almacenamiento de 360 MWh (SEA, s.f-c). Además, en los últimos registros de prensa se menciona que la empresa española Grenergy Renovables apostará por invertir en el proyecto de almacenamiento de baterías de litio “Oasis de Atacama”, este proyecto solar con baterías ha obtenido la mayor financiación del sector a nivel mundial durante el último año. La iniciativa contempla en total siete fases y considera 2.000 MW de potencia en paneles solares y otros 1.820 en almacenamiento, alcanzando los 11.000 MWh (El País, s.f). Con una inversión de 967 millones de dólares para las cuatro primeras fases (Cinco Días, 2025). Actualmente, para 27 de estos proyectos la tipología de ingreso al SEIA fue b.1) Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje, mientras que 6 ingresaron bajo b.2) Centrales hidroeléctricas con potencia menor a 20 MW (SEA, s.f.-b). Esto pone de manifiesto la ausencia de una tipología específica para proyectos SAE, lo que resulta problemático considerando la proyección y relevancia de esta tecnología en el marco de la transición energética.</p> <p>La experiencia previa con las primeras instalaciones de paneles fotovoltaicos y parques eólicos en Chile subraya la importancia de contar con una tipología clara y adecuada. En esos casos, los titulares no identificaron ni evaluaron de manera adecuada impactos específicos como el “efecto sombra” de los paneles solares y el “efecto espejo” que afecta a las aves. Estos impactos no estaban contemplados en el SEIA debido a la falta de antecedentes previos, a pesar de que las tipologías correspondientes ya estaban reconocidas en el reglamento DS 40. Esto genera dudas sobre la capacidad del sistema para abordar una tipología reciente que aún no está especificada en el reglamento.</p> <p>La necesidad de contar con una tipología específica para la industria de almacenamiento de energía es evidente. Este sector es una pieza clave en el ciclo de la matriz energética, tan relevante como la producción y la transmisión, pero actualmente es el único que carece de una tipología en el SEIA. Además, considerando que muchos de estos proyectos se ubican en entornos con ecosistemas frágiles como el Desierto de Atacama, resulta imprescindible abordar los riesgos potenciales de forma rigurosa. La implementación de una tipología podría también incluir criterios que permitan exenciones para ciertos proyectos, como aquellos que ocupen menos de un número específico de hectáreas, contribuyendo así a una regulación más adaptativa y equilibrada.</p> <p>En conclusión, dada la proyección y complejidad de los proyectos SAE, resulta imprescindible incorporar una tipología específica en el SEIA que contemple los impactos particulares de esta industria. Esta medida garantizará una evaluación más rigurosa y adaptada a los desafíos específicos de los proyectos de almacenamiento de energía, contribuyendo así a una transición energética sostenible y responsable.</p>	<p>Muchas gracias por su observación. En relación con las exenciones planteadas, estas han sido eliminadas de la versión definitiva del Plan. Por otra parte, durante el proceso de elaboración del Plan y en el desarrollo de las mesas de trabajo, la nueva tipología en el SEIA para proyectos de almacenamiento no fue identificada como un tema crítico, ni se detectaron brechas específicas que requirieran solución. Por lo tanto, no se considera parte de este Plan.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>Las exenciones planteadas en el plan representan, a nuestro juicio, un retroceso en la política ambiental nacional. Esto es especialmente preocupante en el caso de una industria con rápidos avances tecnológicos, de cuyos posibles efectos no existe información concluyente. Este riesgo se amplifica al eximir a la industria de la obligación de someter el proyecto a un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), dejando importantes vacíos en la identificación y mitigación de riesgos.</p> <p>Por otra parte, los proyectos SAE se proyectan al alza en Chile, ya que, durante los años 2024 y 2025 son 33 proyectos que han ingresado al SEIA, de los cuales 23 están en calificación, 4 aprobados, 3 desistidos, 3 no admitidos y 1 no calificado. Los cuales proyectan una vida útil de 25 a 57 años, con una inversión para 12 proyectos de entre 135 a 607 millones de dólares y los otros 21 entre 10,5 a 95 millones de dólares (SEA, s.f.-b).</p> <p>Hasta el momento el proyecto de mayor inversión que ha ingresado al SEIA es el “Sistema de Almacenamiento de Energía y Línea de Transmisión BESS Tambillo” en la comuna de Pozo Almonte con un sistema de almacenamiento de 200 MW (SEA, s.f-a). Mientras que, para el proyecto de Sistema de almacenamiento de Energía por Baterías - San Rafael tendrá una potencia nominal de 90 MW y una capacidad de almacenamiento de 360 MWh (SEA, s.f-c). Además, en los últimos registros de prensa se menciona que la empresa española Grenergy Renovables apostará por invertir en el proyecto de almacenamiento de baterías de litio “Oasis de Atacama”, este proyecto solar con baterías ha obtenido la mayor financiación del sector a nivel mundial durante el último año. La iniciativa contempla en total siete fases y considera 2.000 MW de potencia en paneles solares y otros 1.820 en almacenamiento, alcanzando los 11.000 MWh (El País, s.f). Con una inversión de 967 millones de dólares para las cuatro primeras fases (Cinco Días, 2025). Actualmente, para 27 de estos proyectos la tipología de ingreso al SEIA fue b.1) Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje, mientras que 6 ingresaron bajo b.2) Centrales hidroeléctricas con potencia menor a 20 MW (SEA, s.f.-b). Esto pone de manifiesto la ausencia de una tipología específica para proyectos SAE, lo que resulta problemático considerando la proyección y relevancia de esta tecnología en el marco de la transición energética.</p> <p>La experiencia previa con las primeras instalaciones de paneles fotovoltaicos y parques eólicos en Chile subraya la importancia de contar con una tipología clara y adecuada. En esos casos, los titulares no identificaron ni evaluaron de manera adecuada impactos específicos como el “efecto sombra” de los paneles solares y el “efecto espejo” que afecta a las aves. Estos impactos no estaban contemplados en el SEIA debido a la falta de antecedentes previos, a pesar de que las tipologías correspondientes ya estaban reconocidas en el reglamento DS 40. Esto genera dudas sobre la capacidad del sistema para abordar una tipología reciente que aún no está especificada en el reglamento.</p> <p>La necesidad de contar con una tipología específica para la industria de almacenamiento de energía es evidente. Este sector es una pieza clave en el ciclo de la matriz energética, tan relevante como la producción y la transmisión, pero actualmente es el único que carece de una tipología en el SEIA. Además, considerando que muchos de estos proyectos se ubican en entornos con ecosistemas frágiles como el Desierto de Atacama, resulta imprescindible abordar los riesgos potenciales de forma rigurosa. La implementación de una tipología podría también incluir criterios que permitan exenciones para ciertos proyectos, como aquellos que ocupen menos de un número específico de hectáreas, contribuyendo así a una regulación más adaptativa y equilibrada.</p> <p>En conclusión, dada la proyección y complejidad de los proyectos SAE, resulta imprescindible incorporar una tipología específica en el SEIA que contemple los impactos particulares de esta industria. Esta medida garantizará una evaluación más rigurosa y adaptada a los desafíos específicos de los proyectos de almacenamiento de energía, contribuyendo así a una transición energética sostenible y responsable.</p>	<p>Muchas gracias por su observación. En relación con las exenciones planteadas, estas han sido eliminadas de la versión definitiva del Plan. Por otra parte, durante el proceso de elaboración del Plan y en el desarrollo de las mesas de trabajo, la nueva tipología en el SEIA para proyectos de almacenamiento no fue identificada como un tema crítico, ni se detectaron brechas específicas que requirieran solución. Por lo tanto, no se considera parte de este Plan.</p>
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>Página 28 “Este último establece acuerdos de retiros de centrales termoelectricas a carbón entre en el Ministerio de Energía y las empresas eléctricas²⁵ 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”. Incluir dentro de los combustibles bajos en emisiones no sólo a combustibles sintéticos, sino también a biocombustibles de segunda generación como el HVO.</p>	<p>Muchas gracias por su comentario. Coincidimos en la importancia de considerar un abanico amplio de combustibles de bajas emisiones. Sin embargo, los combustibles mencionados como el gas natural o los combustibles sintéticos, no pretenden ser excluyentes, sino que se utilizan como ejemplos.</p>
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>La Acción 1 y sus respectivas medidas, deben abordar también la infraestructura que habilita y hace posible la reconversión de las centrales hacia usos más sustentables. El desarrollo de estos proyectos y su correcto funcionamiento depende de una serie de desarrollos paralelos que deben avanzar a ritmos similares para que los objetivos sean debidamente alcanzados, como son el almacenamiento y otras obras de infraestructura productiva de eficiencia hídrica, entre otras. La Acción 2 sobre Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética, no aborda el desafío de manera intersectorial ni coordinada en todas sus medidas propuestas. La participación ciudadana temprana y la certeza de la planificación territorial es clave para toda la cadena productiva asociada a la descarbonización y al desarrollo urbano sostenible.</p>	<p>Gracias por su observación. En lo referido a la Acción 2, sus observaciones se canalizan en diversas medidas, como por ejemplo la medida 5 y 13, entre otras; aunque es relevante señalar que este Plan tiene un enfoque sectorial, dado que existen instancias de coordinación intersectorial en materia de infraestructura como la COMICIVYT y CONALOG, donde el Ministerio de Energía participa activamente.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Es fundamental incorporar el ciclo completo de las emisiones de gas natural, incluyendo fugas de metano, para analizar emisiones de gases de efecto invernadero por kwh para cada central, y el efecto sistémico de reemplazo. Para ello es fundamental establecer que las fuentes de gas natural de Chile deberán cumplir los estándares de OGMP2.0 de UN Environment Programme.	Muchas gracias por su comentario. A pesar de coincidir con lo expuesto, dada la naturaleza y alcance del plan, este no aborda las emisiones fugitivas. Agradecemos la sugerencia de los estándares OGMP2.0 y la consideraremos en la planificación de próximos estudios o iniciativas que sí puedan abordar este aspecto fundamental.
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Se señala "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". Se solicita indicar: 1) A qué metas específicas se refiere con "metas de descarbonización" y cuáles son sus "plazos establecidos", así como también , 2) ¿cuál es la evaluación cuantitativa que permite concluir que se requiere "una transición energética acelerada", así como también especificar a qué se refiere con "acelerada" (es decir, respecto a qué plan se mide).	La hoja de ruta hacia un futuro energético sostenible se encuentra amparada principalmente en la Política Energética Nacional vigente y en la Ley Marco de Cambio Climático. Ambos instrumentos clave para la transición energética, establecen como meta que al 2050 el 100% de la generación de energía eléctrica sea limpia en términos de CO2, además de otras metas sectoriales, contribuyendo así al compromiso de ser un país carbono neutral y resiliente. Para lograr estas metas, es requerida una transición energética acelerada, lo que da lugar a las distintas iniciativas, incluyendo este Plan de Descarbonización, que son mencionadas en mayor detalle en la versión definitiva de este documento. Finalmente, se indica que, a la fecha de elaboración de este plan, la meta de descarbonización corresponde a la del acuerdo vinculante entre el Gobierno de Chile y las empresas, de retirar y/o reconvertir todas las centrales a carbón al 2040.
	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	definir qué significa urgente	Gracias por su observación. Se ajusta redacción del Plan de Descarbonización.
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Se señala "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". Se solicita indicar: 1) A qué metas específicas se refiere con "metas de descarbonización" y cuáles son sus "plazos establecidos", así como también , 2) ¿cuál es la evaluación cuantitativa que permite concluir que se requiere "una transición energética acelerada", así como también especificar a qué se refiere con "acelerada" (es decir, respecto a qué plan se mide).	La hoja de ruta hacia un futuro energético sostenible se encuentra amparada principalmente en la Política Energética Nacional vigente y en la Ley Marco de Cambio Climático. Ambos instrumentos clave para la transición energética, establecen como meta que al 2050 el 100% de la generación de energía eléctrica sea limpia en términos de CO2, además de otras metas sectoriales, contribuyendo así al compromiso de ser un país carbono neutral y resiliente. Para lograr estas metas, es requerida una transición energética acelerada, lo que da lugar a las distintas iniciativas, incluyendo este Plan de Descarbonización, que son mencionadas en mayor detalle en la versión definitiva de este documento. Finalmente, se indica que, a la fecha de elaboración de este plan, la meta de descarbonización corresponde a la del acuerdo vinculante entre el Gobierno de Chile y las empresas, de retirar y/o reconvertir todas las centrales a carbón al 2040.
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Las plantas Termoeléctricas son el sector que más aporta a las emisiones de GEI, particularmente de CO2. A pesar que existe un programa de desmantelamiento de aquellas que funcionan con carbón, las que quedan usarán mayoritariamente gas natural, las cuales igualmente tienen altas emisiones. Propongo que la captura de CO2, en sus diferentes metodologías, sean incluidas como medidas de mitigación, remoción, y/o captura de CO2 en estas fuentes puntuales, preferentemente, pero no exclusivamente (industrias de acero, cemento, refinerías también aportan un buen porcentaje a las emisiones de CO2. La opción de captura postcombustión es la más estudiada y factible de implementar, ya que no requiere cambiar los procesos que actualmente se llevan a cabo. Como corolario, se podría contar con CO2 ya producido, de una forma segura y con una alta pureza, y usarlo como insumo en industrias que actualmente usan CO2 o que potencialmente podrían generar una nueva industria de producción en Chile (e.g., producción de úrea).	Gracias por el comentario e interés en participar. Sin embargo, lo expuesto escapa al alcance de este plan.
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	2.-Este eje apunta a la implementación ágil y eficiente de nuevas tecnologías e infraestructuras. Se debiera precisar cuáles son los plazos dentro de los cuáles es necesario que se otorguen los permisos para poder ejecutar estos proyectos energéticos. Sin dicha definición de política pública, no es posible determinar si las medidas son o no suficientes, por más que la mayoría de las medidas tienen plazos acotados. Por otra parte, se debiera abordar el problema del contencioso administrativo por la impugnación de los permisos no ambientales (problemas de legitimación, plazos, permitir que en ciertos casos el Tribunal ordene directamente otorgar un permiso ilegalmente rechazado, etc.), ya que de lo contrario se seguirán forzando otros instrumentos no aptos para resolver estas materias (recurso de protección ante la Corte de Apelaciones, nulidad de derecho público ante jueces civiles e invalidación-recurso ante los Tribunales Ambientales), lo cual perjudica necesariamente en la adecuada certeza que se requiere para poder ejecutar los permisos que se otorguen.	Este plan debe entenderse en su contexto e interacción con otras acciones de política pública, entre las cuales se encuentra la reforma al sistema de evaluación ambiental y la reforma al sistema de autorizaciones sectoriales.
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	1.- Pág 13. Se declara: "... 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." Sin embargo, dentro de las medidas no hay un alusión específica y explícita a financiamiento ni apoyo en el desarrollo de proyectos de reconversión de carbón, o diésel, a gas natural, ni tampoco se entregan certezas de que una vez realizadas estas reconversiones no se busque eliminar administrativamente el gas natural del sistema.	Gracias por su observación. El tenor de las medidas del Plan es evitar disminuir el nivel de empleo que existe actualmente. Un ejemplo de esto es el fomento a la reconversión de centrales a carbón en vez de cerrarlas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Considero que este eje es fundamental, ya que permite acelerar la transición hacia un sistema energético sostenible. Incentivar proyectos que contribuyan al cumplimiento de las metas climáticas, junto con fortalecimiento de instrumentos adecuados, refleja un enfoque integral.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	el eje que se esta planteando esta bueno ya que se van a cerrar los centro de carbon o que los centros se reutilizen para otro cosa.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Es importante porque ayuda a crear más proyectos de energías limpias, como solares y eolicas, lo que hace que Chile dependa menos de los combustibles contaminantes.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Para que esta urgencia tenga sentido se debe actuar con rapidez y que los trámites y permisos no afecten las ganas de mejorar.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	En la descripción de este eje no se especifica si los proyectos contemplados en beneficio de la descarbonización incluyen fuentes de energía distintas a la eléctrica o el hidrógeno verde, como el biogás u otras energías renovables no electrificables. Es necesario aclarar si dentro de los proyectos prioritarios se considera el almacenamiento de gas natural, biometano y otros combustibles renovables (página 13). Este enfoque ya se está viendo en zonas avanzadas en políticas públicas de transición energética -como Europa- con una clara apuesta por el biometano con la doble función de gestionar residuos y producción de biometano de manera local, reduciendo la importación, además de ser una clara apuesta por la economía circular en diferentes sectores como agricultura, ganadería, y pesca, entre otros. Por último, en este mismo contexto, se deben evaluar estrategias para descarbonizar otras áreas, como la reducción del uso de leña y su sustitución por combustibles más limpios, especialmente en el sur de Chile, lo que contribuiría significativamente al avance de este proceso.	Este plan tiene como alcance la descarbonización del sistema eléctrico nacional, por lo que las tecnologías responden a aquéllas que puedan ser integradas, sin especificar tecnologías o fuentes energéticas específicas, siempre que contribuyan al objetivo y alcance.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>Respecto de la reconversión de Centrales Termoeléctricas a Carbón</p> <p>Obligación de contar con un Plan de Cierre</p> <p>La reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón no puede significar una oportunidad para desentenderse de las obligaciones ambientales y sociales que el término de la ejecución de un proyecto conlleva. Esto constituiría una medida regresiva que iría en contra de los objetivos del Plan de Descarbonización.</p> <p>Toda reconversión implica poner término a la ejecución de un proyecto que se encontraba en funcionamiento, y como tal debe exigirse la presentación de un plan de cierre, que se haga cargo de la remediación de los impactos sociales y ambientales producidos en el sector antes de pasar a una nueva actividad en base al proyecto reconvertido. Esto es especialmente importante tratándose de Termoeléctricas a Carbón, que sabemos generan múltiples impactos ambientales, tanto en el aire como en el suelo y en los cuerpos de agua de los sectores aledaños donde se emplazan.</p> <p>Incluso si la RCA de un proyecto en particular no exige expresamente la presentación de un plan de cierre, todo titular se encuentra obligado a hacerse cargo de aquellos impactos ambientales “no previstos” en la evaluación de su proyecto, así como de los impactos sociales.</p> <p>El término de ejecución de un proyecto genera la obligación para su titular de hacerse cargo de la reparación o recuperación del área ocupada y que producto del proyecto, se encuentre contaminada. También genera la obligación de velar por el bienestar de las comunidades aledañas. Si su RCA no exige la presentación de un plan de cierre estaríamos frente a un impacto ambiental no previsto en la evaluación ambiental del proyecto, y como tal, el titular se encuentra obligado a dar cuenta de él y a establecer medidas dirigidas a hacerse cargo de este.</p> <p>De tal forma, y tal como reconoce acertadamente el Plan de Descarbonización, el Titular incluso puede verse obligado a presentar un proyecto de saneamiento, de aquellos regulados en el art. 3, letra o.11, del Reglamento del SEIA, para remediar el área contaminada a raíz de la ejecución de su proyecto.</p> <p>Reconversiones que tienen que ajustarse a una transición energética justa</p> <p>El borrador incorpora una serie de incentivos económicos y de seguimiento para propiciar las reconversiones de las centrales, reflejados en las Medidas 1, 4, 5 y 6 del Eje 1, y Medida 42 del Eje 4. Sin embargo, no hay claridad respecto a la adopción de un criterio de transición energética justa en las reconversiones que se quieren promover ya que se utiliza como premisa “el 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” (p. 28).</p> <p>Así las cosas, las reconversiones anunciadas involucran pasar del carbón al uso de gas, biomasa, y co-firing carbón-amoniaco para la generación eléctrica, lo que significa continuar con el uso de fuentes fósiles con procesos de combustión, liberación de contaminantes locales e impactos sobre la salud de la población, sumado a otras externalidades negativas particulares de estas fuentes.</p> <p>Las reconversiones a gas o biomasa representan soluciones parciales que perpetúan la dependencia de fuentes de energía contaminantes. Mientras que la co-combustión de carbón y amoníaco son propuestas que perpetúan la quema de carbón y carece de pruebas a escala comercial, lo que contradice los objetivos de descarbonización</p> <p>El desarrollo de proyectos de reconversión energética debería priorizar la implementación de estándares ambientales más estrictos para garantizar que las reconversiones no perpetúen daños ambientales. Más aún, se están dejando de lado otras propuestas tecnológicas que en su momento fueron estudiadas como factibles, por ejemplo, la reconversión de las centrales a baterías de carnot.</p> <p>Sumado a lo anterior, tampoco existe claridad respecto a las etapas y actividades que involucra una reconversión de centrales térmicas a carbón, así como obligaciones ambientales específicas de certificación ambiental.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>No resulta razonable que se permita a un titular simplemente reconvertir su proyecto, sin antes presentar un plan de cierre, que se haga cargo de remediar los impactos producidos en el área por su proyecto original. Esta es una etapa esencial de todo proyecto, que no puede ser omitida bajo el pretexto de que la central seguirá funcionando, pero esta vez reconvertida. Permitir aquello abre la puerta para que los titulares nunca se hagan cargo de los procesos de cierre de sus proyectos, eludiendo efectivamente sus obligaciones con la remediación social y ambiental del área contaminada por su industria.</p> <p>De otro lado, las reconversiones que pasan de un combustible fósil a otro son un “by pass” de la verdadera descarbonización. Lo que se requiere es contar con claridad respecto de las etapas y actividades que involucran las reconversiones, así como fijar un criterio de transición energética justa que guíe las alternativas de reconversión que pueden adoptar los titulares de las centrales. Explorar el uso de baterías de carnot como una alternativa sería coherente con el impulso de sistemas de almacenamiento (Medida 30 del Eje 3) en el Plan de Descarbonización.</p>	<p>Tal como se indicó en el borrador del Plan presentado a consulta pública, la Estrategia de Transición Socio Ecológica Justa (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. 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. Respecto de las baterías de carnot, se indica que la propuesta de modificación al Reglamento de Coordinación y Operación DS125, cuya consulta pública fue finalizada el 11 de julio de 2025, adecúa las condiciones de remuneración de los sistemas de almacenamiento, con el objetivo de reconocer los atributos que prestan al sistema y darle un mejor uso a la energía almacenada. Esto se adiciona a las modificaciones ya incorporadas en el Reglamento de Transferencias de Potencia DS 62, implementadas mediante el DS 70 de 2024. Consideramos que estas medidas, que son complementarias al Plan de Descarbonización, constituyen un marco regulatorio relevante para los sistemas de almacenamiento en general.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>No resulta razonable que se permita a un titular simplemente reconvertir su proyecto, sin antes presentar un plan de cierre, que se haga cargo de remediar los impactos producidos en el área por su proyecto original. Esta es una etapa esencial de todo proyecto, que no puede ser omitida bajo el pretexto de que la central seguirá funcionando, pero esta vez reconvertida. Permitir aquello abre la puerta para que los titulares nunca se hagan cargo de los procesos de cierre de sus proyectos, eludiendo efectivamente sus obligaciones con la remediación social y ambiental del área contaminada por su industria.</p> <p>De otro lado, las reconversiones que pasan de un combustible fósil a otro, como gas, promueven un lock-in tecnológico. Lo que se requiere es contar con claridad respecto de las etapas y actividades que involucran las reconversiones, así como fijar un criterio de transición energética justa que guíe las alternativas de reconversión que pueden adoptar los titulares de las centrales. Explorar el uso de baterías de carnot como una alternativa sería coherente con el impulso de sistemas de almacenamiento (Medida 30 del Eje 3) en el Plan de Descarbonización.</p> <p>Por lo anterior, se propone reevaluar las medidas y acciones del eje 1, para asegurar que la reconversión no sea contraproducente al espíritu de la transición energética hacia cero carbono y con justicia territorial.</p>	<p>Tal como se indicó en el borrador del Plan presentado a consulta pública, la Estrategia de Transición Socio Ecológica Justa (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. 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. Respecto de las baterías de carnot, se indica que la propuesta de modificación al Reglamento de Coordinación y Operación DS125, cuya consulta pública fue finalizada el 11 de julio de 2025, adecúa las condiciones de remuneración de los sistemas de almacenamiento, con el objetivo de reconocer los atributos que prestan al sistema y darle un mejor uso a la energía almacenada. Esto se adiciona a las modificaciones ya incorporadas en el Reglamento de Transferencias de Potencia DS 62, implementadas mediante el DS 70 de 2024. Consideramos que estas medidas, que son complementarias al Plan de Descarbonización, constituyen un marco regulatorio relevante para los sistemas de almacenamiento en general.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	<p>Respecto de la reconversión de Centrales Termoeléctricas a Carbón</p> <p>Obligación de contar con un Plan de Cierre</p> <p>La reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón no puede significar una oportunidad para desentenderse de las obligaciones ambientales y sociales que el término de la ejecución de un proyecto conlleva. Esto constituiría una medida regresiva que iría en contra de los objetivos del Plan de Descarbonización.</p> <p>Toda reconversión implica poner término a la ejecución de un proyecto que se encontraba en funcionamiento, y como tal debe exigirse la presentación de un plan de cierre, que se haga cargo de la remediación de los impactos sociales y ambientales producidos en el sector antes de pasar a una nueva actividad en base al proyecto reconvertido. Esto es especialmente importante tratándose de Termoeléctricas a Carbón, que sabemos generan múltiples impactos ambientales, tanto en el aire como en el suelo y en los cuerpos de agua de los sectores aledaños donde se emplazan.</p> <p>Incluso si la RCA de un proyecto en particular no exige expresamente la presentación de un plan de cierre, todo titular se encuentra obligado a hacerse cargo de aquellos impactos ambientales “no previstos” en la evaluación de su proyecto, así como de los impactos sociales.</p> <p>El término de ejecución de un proyecto genera la obligación para su titular de hacerse cargo de la reparación o recuperación del área ocupada y que producto del proyecto, se encuentre contaminada. También genera la obligación de velar por el bienestar de las comunidades aledañas. Si su RCA no exige la presentación de un plan de cierre estaríamos frente a un impacto ambiental no previsto en la evaluación ambiental del proyecto, y como tal, el titular se encuentra obligado a dar cuenta de él y a establecer medidas dirigidas a hacerse cargo de este.</p> <p>De tal forma, y tal como reconoce acertadamente el Plan de Descarbonización, el Titular incluso puede verse obligado a presentar un proyecto de saneamiento, de aquellos regulados en el art. 3, letra o.11, del Reglamento del SEIA, para remediar el área contaminada a raíz de la ejecución de su proyecto.</p> <p>Reconversiones que tienen que ajustarse a una transición energética justa</p> <p>El borrador incorpora una serie de incentivos económicos y de seguimiento para propiciar las reconversiones de las centrales, reflejados en las Medidas 1, 4, 5 y 6 del Eje 1, y Medida 42 del Eje 4. Sin embargo, no hay claridad respecto a la adopción de un criterio de transición energética justa en las reconversiones que se quieren promover ya que se utiliza como premisa “el 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” (p. 28).</p> <p>Así las cosas, las reconversiones anunciadas involucran pasar del carbón al uso de gas, biomasa, y co-firing carbón-amoniaco para la generación eléctrica, lo que significa continuar con el uso de fuentes fósiles con procesos de combustión, liberación de contaminantes locales e impactos sobre la salud de la población, sumado a otras externalidades negativas particulares de estas fuentes.</p> <p>Las reconversiones a gas o biomasa representan soluciones parciales que perpetúan la dependencia de fuentes de energía contaminantes. Mientras que la co-combustión de carbón y amoniaco son propuestas que perpetúan la quema de carbón y carece de pruebas a escala comercial, lo que contradice los objetivos de descarbonización</p> <p>El desarrollo de proyectos de reconversión energética debería priorizar la implementación de estándares ambientales más estrictos para garantizar que las reconversiones no perpetúen daños ambientales. Más aún, se están dejando de lado otras propuestas tecnológicas que en su momento fueron estudiadas como factibles, por ejemplo, la reconversión de las centrales a baterías de carnot.</p> <p>Sumado a lo anterior, tampoco existe claridad respecto a las etapas y actividades que involucra una reconversión de centrales térmicas a carbón, así como obligaciones ambientales específicas de certificación ambiental.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>No resulta razonable que se permita a un titular simplemente reconvertir su proyecto, sin antes presentar un plan de cierre, que se haga cargo de remediar los impactos producidos en el área por su proyecto original. Esta es una etapa esencial de todo proyecto, que no puede ser omitida bajo el pretexto de que la central seguirá funcionando, pero esta vez reconvertida. Permitir aquello abre la puerta para que los titulares nunca se hagan cargo de los procesos de cierre de sus proyectos, eludiendo efectivamente sus obligaciones con la remediación social y ambiental del área contaminada por su industria.</p> <p>De otro lado, las reconversiones que pasan de un combustible fósil a otro son un “by pass” de la verdadera descarbonización. Lo que se requiere es contar con claridad respecto de las etapas y actividades que involucran las reconversiones, así como fijar un criterio de transición energética justa que guíe las alternativas de reconversión que pueden adoptar los titulares de las centrales. Explorar el uso de baterías de carnot como una alternativa sería coherente con el impulso de sistemas de almacenamiento (Medida 30 del Eje 3) en el Plan de Descarbonización.</p>	<p>Tal como se indicó en el borrador del Plan presentado a consulta pública, la Estrategia de Transición Socio Ecológica Justa (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. 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. Respecto de las baterías de carnot, se indica que la propuesta de modificación al Reglamento de Coordinación y Operación DS125, cuya consulta pública fue finalizada el 11 de julio de 2025, adecúa las condiciones de remuneración de los sistemas de almacenamiento, con el objetivo de reconocer los atributos que prestan al sistema y darle un mejor uso a la energía almacenada. Esto se adiciona a las modificaciones ya incorporadas en el Reglamento de Transferencias de Potencia DS 62, implementadas mediante el DS 70 de 2024. Consideramos que estas medidas, que son complementarias al Plan de Descarbonización, constituyen un marco regulatorio relevante para los sistemas de almacenamiento en general.</p>
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Es necesario presionar para que se habiliten proyectos fundamentales para la descarbonización	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Otro	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Falta más iniciativa de acción directa del Estado vía sus empresas, ya sea para el desarrollo de tecnologías específicas, para aumentar la competencia y bajar los precios, o para generar vínculos más allá de lo económico con el sector privado, principalmente con el traspaso de conocimientos desde las Universidades e Institutos del Estado, todo con la mira de acelerar y sacar adelante las obras urgentes.	Gracias por su observación. El rol y actividades de las empresas del Estado debe constar por ley de quorum calificado.
Otro	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	En la misma línea, falta incorporar la creación de mano de obra cualificada que quedará escasa en esta transición, como los linieros (personas que construyen líneas de transmisión), la que puede surgir directamente de los trabajadores afectados por los cierres de las termoeléctricas.	Esta materia se aborda de manera general en las medidas que promueven una “transición energética justa de entrada” y se complementa con otros instrumentos que consideran diversas dimensiones de la sustentabilidad, como la Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa (ENTSEJ). En este contexto, el Ministerio del Medio Ambiente (MMA), a través de la Oficina de Transición Socioecológica Justa (OTSEJ), liderará y coordinará la implementación de la ENTSEJ en lo relativo a la “transición energética justa de salida”. Por lo tanto, entre los principales aspectos que complementan el Plan de Descarbonización, destacan los mecanismos orientados a gestionar procesos de cierre y/o reconversión de infraestructuras de generación eléctrica, la reconversión laboral y la creación de empleos, así como la diversificación y sofisticación productiva, entre otros.
	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Esta aseveración pone en foco únicamente el aspecto de tramitación de los proyectos de inversión, dando por supuesto que por el solo hecho de reemplazar el carbón, se está cumpliendo con el objetivo final de la descarbonización, y que, por lo tanto, son proyectos acordes a la protección ambiental. Muy por el contrario, los proyectos de inversión de energías renovables no son inocuos, y generan riesgos e impactos ambientales relevantes. Aislar la mitigación del cambio climático y centrarse únicamente en la reducción de las emisiones de GEI pierde de vista la necesidad de adaptación y resiliencia del sistema energético frente a la crisis climática. En este sentido, la estrategia para agilizar los procesos administrativos debe asegurar una correcta evaluación de impactos de los proyectos de transición que no derive en la mitigación de algunos impactos (emisiones de GEI) pero la generación de otros nuevos (uso intensivo de suelos y agua, afectación a la biodiversidad, entre otros).	Gracias por el comentario. Lo indicado está siendo abordado al integrar en el plan medidas que apuntan a ello. Además, se debe considerar que este plan interactúa con otras acciones de política pública, tales como la reforma al sistema de evaluación ambiental.
Academia y Centros de Investigación	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	En este eje se propone el desarrollo de proyectos energéticos para la eliminación del carbón, con el objetivo de reducir emisiones sin disminuir los empleos. Considero que mientras los avances generen en ves de disminuir las oportunidades laborales y favorezcan al medioambiente son buenas propuestas.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL	Se sugiere que los proyectos de reconversión de centrales termoeléctricas incluidos en el Plan de Descarbonización reciban incentivos específicos mediante la implementación de un proceso de tramitación expedita o simplificada, tanto desde el punto de vista ambiental como sectorial. Esto permitiría optimizar los tiempos de ejecución y garantizar la implementación eficiente de estas iniciativas dentro de los plazos establecidos por el plan. La tramitación expedita contribuiría a: 1-Reducir incertidumbres regulatorias, incentivando la inversión privada en proyectos de reconversión. 2-Asegurar el cumplimiento de los objetivos de descarbonización, evitando retrasos que podrían comprometer la capacidad de generación en el sistema eléctrico. 3-Aprovechar la infraestructura existente, maximizando el valor de activos como subestaciones y líneas de transmisión. Se recomienda: 1-Diseñar un marco regulatorio para la tramitación expedita, con plazos definidos para cada etapa de evaluación ambiental y sectorial. 2-Mantener estándares de sostenibilidad, asegurando que los proyectos cumplan con criterios claros de mitigación y sostenibilidad ambiental. 3-Complementar con incentivos económicos, como créditos verdes, beneficios tributarios o reducción de tasas de tramitación. 4-Fomentar la innovación tecnológica, apoyando nuevas tecnologías de reconversión a través de programas de investigación, desarrollo y financiamiento. Estas medidas contribuirán a una transición energética más eficiente, promoviendo el desarrollo de tecnologías limpias y asegurando una implementación ordenada de los proyectos de reconversión en el marco del Plan de Descarbonización.	Gracias por su observación. Lo planteado queda abordado en la nueva medida 1 del plan, en lo referente a la aceleración de procesos para implementar infraestructura crítica para la descarbonización.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	EJE 2: TRANS-MISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	<p>• Valorización y Remuneración de Obras por Cambio Climático (nueva acción) Actualmente el país se encuentra ante el gran desafío de la transición energética, y es por ello que se ha publicado la Ley Marco de Cambio Climático, la cual establece como meta que el país sea carbono neutral y resiliente al clima a más tardar el 2050. Ahora bien, para lograr estas metas es muy relevante lo que pueda aportar cada sector de la industria en general. Esto ha sido reforzado por la Política Energética Nacional que 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.” Es de crucial importancia que esta variable sea considerada no solo en el desarrollo de nuevos proyectos, sino en la propia adaptación que se debe ejecutar en la infraestructura existente. En el caso del sector de energía, y en particular en la transmisión, se ha visto impactado por los embates de los desastres naturales que acompañan el cambio climático. Conocidos son los casos de: · La línea 154 kV Tinguiririca – San Fernando, donde una estructura colapsó debido al temporal y la crecida del río Tinguiririca en el invierno del año 2023; · La línea 154 kV Cipreses – Itahue, donde una estructura quedó al borde de un acantilado, con parte de la fundación expuesta, debido a una serie de eventos de remoción en masa y socavones producto de las fuertes lluvias en el mismo invierno del 2023; · La línea 220 Alto Jahuel – Chena, donde una de sus estructuras quedó con sus pilotes al descubierto producto de las crecidas de ríos ocurridos ese mismo invierno; · La línea 154 kV Sauzal – Alto Jahuel (actual Codegua – Alto Jahuel), donde una estructura tuvo que ser trasladada debido al riesgo de que, frente a otra crecida del río, quedaran expuestas las fundaciones; · La línea 220 kV Frontera – Lagunas, donde se está moviendo una estructura por el aumento de las lluvias altiplánicas. Bajo este escenario, y con el fin de encontrar una solución que permita hacer frente a estos desastres naturales, las empresas han explorado las siguientes alternativas: · Para las amenazas producidas por aluviones y eventos de remoción en masa, como las vividas en la zona centro sur del país durante el invierno de año 2023, se han desarrollado -y se está planificando seguir desarrollando- reforzamientos a las estructuras de líneas de transmisión, tales como defensas fluviales o aluvionales, la instalación de gaviones o enrocados, e inclusive micropilotes en las fundaciones de estructuras. · Por otro lado, también debido al cambio climático, en el caso de temperaturas extremas y menor cantidad de lluvias -que seguirán en declive-, y para el uso más eficiente del recurso hídrico, se han desarrollado, y se está planificando desarrollar a su vez, obras de siliconado de aislación, que permiten disminuir los lavados de aislación. En este contexto, si bien las empresas han estado implementando alternativas para hacer frente a los desafíos del cambio climático y resguardar siempre el suministro a todos los clientes, estas se enfrentan con otro desafío: el obtener la remuneración de este tipo de obras implementadas. La regulación actual no contempla un mecanismo que permita a las empresas recuperar la inversión realizada en el marco del cambio climático, ni tampoco el costo de operación de este tipo de obras. Es por ello que, considerando la envergadura de las obras indicadas, y con el fin de lograr que estas sean remuneradas desde su entrada en operación, se propone realizar una modificación del Reglamento de Calificación, Valorización, Remuneración y Tarificación de la Transmisión (Decreto 10/2020 del Ministerio de Energía), con el fin de incluir la remuneración de este tipo de obras en un proceso interperíodo.</p>	Agradecemos su sugerencia. Adicionalmente, se solicita que las observaciones específicas a instrumentos reglamentarios sean canalizados a través de la consulta pública del respectivo instrumento.
Sector Privado	EJE 2: TRANS-MISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	<p>• Mejoras a Obras Necesarias y Urgentes Actuales (nueva acción) Actualmente, las obras necesarias y urgentes, establecidas en el artículo 102 de la LGSE han cobrado mucha relevancia, como una alternativa para poder realizar obras complementarias al Plan de Expansión. Sin embargo, las causales actuales para generar este tipo de obras no han permitido que obras por requerimientos de eficiencia operacional se puedan realizar a través de este mecanismo. Es por ello, que se propone realizar una modificación del Reglamento de Planificación de la transmisión, con el fin de revisar e incluir nuevas causales para la identificación y aprobación de obras necesarias y urgentes, tales como la eficiencia operacional. Para ejemplificar la necesidad de modificar las causales mencionadas, se presenta el caso de Transelec con la obra “Aumento de capacidad LT 2x220 kV Cautín - Ciruelos”, la cual consiste en aumentar la capacidad de la línea 2x220 kV Cautín - Ciruelos en condición N-1 mediante el uso de sistemas de almacenamiento tipo BESS Gridbooster, las cuales operarían en caso de existir una contingencia en el tramo en cuestión. El proyecto incluso contaría con tecnología Gridforming, que habilitaría la capacidad de regular frecuencia desde S/E Valdivia al sur en el caso de operar la línea con un circuito en servicio. Pese a los argumentos expuestos, considerando las causales actuales para la identificación y aprobación de obras necesarias y urgentes, esta obra no ha sido estimada como tal. Asimismo, es importante destacar que también se debería revisar el mecanismo de valorización y remuneración de dicho tipo de obras, ya que actualmente corresponde a una homologación a la tarifa vigente, lo cual en muchas ocasiones no reconoce toda la inversión realizada en la obra. Debido a ello, y siguiendo las buenas prácticas identificadas en las obras mandatadas que se incorporaron en la Ley de Transición Energética, se sugiere utilizar como mecanismo de remuneración el valor adjudicado de una licitación, ya que de esta manera se remunerará la totalidad de la inversión del proyecto, estableciendo los incentivos económicos para el robustecimiento de este mecanismo.</p>	Agradecemos su sugerencia. Adicionalmente, se solicita que las observaciones específicas a instrumentos reglamentarios sean canalizados a través de la consulta pública del respectivo instrumento.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	<p>• Regulación de los Desmantelamientos de Instalaciones de Transmisión (nueva acción)</p> <p>En los últimos planes de expansión de la transmisión se están incorporando obras que intervienen la infraestructura de transmisión existente, ya sea por objetivos de eficiencia económica, o bien, debido a la dificultad de construir nuevas instalaciones eléctricas en algunas zonas. La intervención de la infraestructura existente genera la necesidad de desmantelar instalaciones en desuso, instalaciones que al dejar de estar operativas y que quedan sin mantenimiento pueden convertirse en un riesgo de seguridad para la comunidad. La normativa actual no aborda los costos del desmantelamiento de las instalaciones de transmisión, ni tampoco el daño patrimonial del propietario de dicha infraestructura que queda en desuso. Dentro de los costos de desmantelamiento se deben considerar aquellos asociados a los impactos ambientales y comunitarios, especialmente cuando los activos de transmisión se encuentran en zonas de alta densidad poblacional o en áreas protegidas. La obra “Construcción Bypass para Línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y Desmantelamiento” es un ejemplo que consideró -dentro del alcance del proyecto- el desmantelamiento de la infraestructura que quedaría en desuso. Sin embargo, esta obra no se ha materializado por razones de fuerza mayor alegadas por el adjudicatario del proyecto y consideradas por la CNE. Por lo anterior, se sugiere incorporar una figura regulatoria asociada a las obras de desmantelamiento de las instalaciones de transmisión que queden en desuso, al ser intervenidas por los proyectos decretados en los procesos de expansión de la transmisión. Los costos asociados al desmantelamiento de las obras podrían quedar definidos y remunerados en la obra de expansión o, en su defecto, en el concepto de “Labores de Desmantelamiento” con costos liquidables en un periodo temporal de cuatro años, similar al mecanismo que se consideró para las “Labores de Ampliación” que estaban contempladas en los estudios de transmisión troncal.</p>	Agradecemos su sugerencia. Adicionalmente, se solicita que las observaciones específicas a instrumentos reglamentarios sean canalizados a través de la consulta pública del respectivo instrumento.
Sector Privado	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	<p>3) Es necesario una correcta y completa evaluación de los beneficios de las expansiones zonales para habilitar medios de generación limpios. Comentario: El estudio “confiabilidad del SEN reporte de operación sin carbón al 2030” muestra que, en escenarios críticos (hidrología extrema o falla de gas), el SEN podría enfrentar riesgos de desabastecimiento. Sin embargo, esto puede ser mitigado mediante un despliegue más rápido de tecnologías avanzadas:</p> <p>Tecnologías de inversores grid-forming: Ya demostraron su capacidad para el control de frecuencia y tensión en sistemas 100% renovables. Sistemas de almacenamiento modular: Permiten una mayor flexibilidad para responder a la demanda y actuar como respaldo. Propuesta: Establecer una hoja de ruta para la incorporación masiva de inversores grid-forming en parques solares y eólicos, con el apoyo de regulaciones técnicas claras. Priorizar la instalación de baterías con tiempos de descarga superiores a 6 horas, especialmente en zonas críticas.</p>	<p>Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming.</p> <p>De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.</p> <p>Adicionalmente, la versión final del Plan incorpora un conjunto de medidas orientadas a promover el desarrollo de tecnologías habilitantes, entre ellas, los sistemas de almacenamiento, los cuales desempeñan un rol fundamental en la seguridad, suficiencia y flexibilidad del sistema eléctrico en el proceso de transición energética.</p>
Sector Privado	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	<p>1) (Ampliación de transmisión zonal): La expansión de la transmisión debe incluir generación distribuida para superar problemas de congestión y permitir una operación eficiente, especialmente en áreas con alta demanda.</p> <p>2)(Análisis de expansión de transmisión): Al mejorar los modelos de análisis para la expansión de la transmisión, es esencial considerar los REDs y su capacidad de contribuir a reducir la congestión.</p>	<p>Agradecemos su observación y comentarios. En relación a la inclusión de la generación distribuida en la expansión de la transmisión, la versión final del Plan considera la adecuación de los modelos y metodologías utilizados en la planificación de la transmisión eléctrica para lograr una expansión y operación más costo-eficiente del sistema, facilitando la integración de energías renovables en el proceso de descarbonización. Por otro lado, se reconoce la relevancia de los REDs como un componente clave para fortalecer la descentralización, la flexibilidad y la resiliencia del sistema eléctrico. En esta línea, el Plan contempla una medida destinada a avanzar en la visibilidad y trazabilidad de la operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), de modo que puedan aportar de manera segura y eficiente al proceso de transición energética. Para ello, se prevé la revisión y adecuación de la normativa vigente, con el fin de incorporar requerimientos de monitoreo y control que permitan su efectiva integración con los sistemas del Coordinador Eléctrico Nacional y de las empresas de distribución.</p>
Sector Privado	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	<p>1. Se solicita revisar y elaborar un plan coherente respecto a las modificaciones planteadas para la LGSE, ya que sólo en este eje se proponen modificaciones en 2024, 2025, 2026 y 2027 a la misma ley y sobre el mismo tema (transmisión).</p> <p>2. Considerando que:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Actualmente existen herramientas que permitirían aprovechar de mejor forma la infraestructura existente, como el Dynamic Line Rating (DLR), pero que no han sido implementados; - A nivel internacional se han desarrollado soluciones que utilizan las instalaciones existentes o franjas de terreno ya en uso para ampliar la capacidad de la transmisión, ahorrando tiempo y costos. <p>Se solicita incorporar el análisis de medidas en esta línea que permitan también soluciones en plazos más acotados.</p>	Se añade una calendarización de las propuestas regulatorias en el capítulo final del Plan de Descarbonización.
Sector Privado	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	<p>1. Se solicita incorporar mayor énfasis en la maximización de la utilización de la infraestructura existente sin perjudicar la operación segura del Sistema. Por ejemplo, instruir a los transmisores la implementación de Dynamics Line Rating (DLR), analizar la conveniencia de continuar con la operación estricta en todas las líneas del sistema utilizando el criterio N-1, entre otros.</p> <p>2. Es importante que para acelerar el desarrollo de la transmisión exista una coordinación interministerial debido a que los proyectos deben cumplir fases relacionadas con los distintos ministerios.</p>	Agradecemos su sugerencia. Señalamos que la medida 16 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización, incorpora una iniciativa tendiente a mejorar la gestión de los activos existentes.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	La capacidad de desplegar infraestructura de manera oportuna, eficientemente y cumpliendo con las normas ambientales, es algo totalmente transversal a los sectores económicos y tipo de obra. Este Eje es muy relevante al marcar un precedente a la hora de presentar medidas concretas que permitan planificar e incentivar el desarrollo proyectos de inversión. Este tipo de medidas debe aplicarse a toda obra que se haga cargo de desafíos vinculados a la descarbonización y al uso eficiente de energía. En este sentido, la acción 4 y en particular el concepto de Obras Estratégicas debe entenderse intersectorialmente y ser una medida de Estado.	Muchas gracias por su comentario. Efectivamente, en la medida 1 del Plan definitivo, se aborda la tramitación acelerada de proyectos críticos para la descarbonización de la matriz energética a través de un proyecto de Ley y en la medida 9 se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, orientada a identificar, dentro de un conjunto de proyectos candidatos, aquellos que sean reconocidos como críticos para la descarbonización. A su vez, se considerará la creación de procedimientos de coordinación intersectorial permanente destinados a facilitar la gestión administrativa en torno a permisos ambientales y sectoriales, asegurando la coherencia y celeridad en los procesos.
Sociedad Civil y ONGs	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	es fundamental indicar los pasos que tomará MINENERGIA en implementar la ley de almacenamiento y electromovilidad en cuanto a fomento de baterías de almacenamiento de automóviles como formas de respaldo, y creación de un mercado de almacenamiento e inyección residencial. De cumplirse la meta de la estrategia de electromovilidad, se podría contar con alrededor de 10GW de almacenamiento. Es absurdo no tener ese tipo de solución dentro de las opciones de descarbonización. Estudiar incorporar proviciones de ley SB59 de California.	Agradecemos su observación. Cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se focaliza en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y con las metas establecidas en la Política Energética Nacional.
Sector Privado	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	- Se solicita revisar y elaborar un plan coherente respecto a las modificaciones planteadas para la LGSE, ya que sólo en este eje se proponen modificaciones en 2024, 2025, 2026 y 2027 a la misma ley y sobre el mismo tema (transmisión).	Se añade una calendarización de las propuestas regulatorias en el capítulo final del Plan de Descarbonización.
Sector Privado	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	- Se solicita revisar y elaborar un plan coherente respecto a las modificaciones planteadas para la LGSE, ya que sólo en este eje se proponen modificaciones en 2024, 2025, 2026 y 2027 a la misma ley y sobre el mismo tema (transmisión).	Se añade una calendarización de las propuestas regulatorias en el capítulo final del Plan de Descarbonización.
	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	es importante, pero hay otros elementos que pueden aportar, y, principalmente, asegurar a largo plazo, la transición	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	- Se solicita revisar y elaborar un plan coherente respecto a las modificaciones planteadas para la LGSE, ya que sólo en este eje se proponen modificaciones en 2024, 2025, 2026 y 2027 a la misma ley y sobre el mismo tema (transmisión). - Se indica que "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". Cabe señalar al respecto que el vertimiento cero es ineficiente por lo que la infraestructura de transmisión no tiene que tener como objetivo tal indicador.	Se añade una calendarización de las propuestas regulatorias en el capítulo final del Plan de Descarbonización.
Sector Privado	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	Por otra parte, se debiera abordar el problema del contencioso administrativo por la impugnación de los permisos no ambientales (problemas de legitimación, plazos, permitir que en ciertos casos el Tribunal ordene directamente otorgar un permiso ilegalmente rechazado, etc.), ya que de lo contrario se seguirán forzando otros instrumentos no aptos para resolver estas materias (recurso de protección ante la Corte de Apelaciones, nulidad de derecho público ante jueces civiles e invalidación-recurso ante los Tribunales Ambientales), lo cual incide necesariamente en la adecuada certeza que se requiere para poder ejecutar los permisos que se otorguen.	Este plan debe entenderse en su contexto e interacción con otras acciones de política pública, entre las cuales figura la reforma al sistema de evaluación ambiental y la reforma al sistema de permisos sectoriales. Este contexto será reforzado en la versión final del plan.
Sector Privado	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	2.-Este eje apunta a incluir medidas concretas para disponer oportunamente infraestructura necesaria para el transporte de la energía y para la integración de grandes volúmenes de energía renovable. Se debiera precisar cuáles son los plazos dentro de los cuáles es necesario que se encuentren disponibles dichas infraestructuras. Sin dicha definición de política pública, no es posible determinar si las medidas son o no suficientes, por más que la mayoría de la medidas tienen plazos acotados.	Agradecemos su observación. Respecto de la infraestructura necesaria para el transporte de energía, su evaluación y definición corresponde a los procedimientos establecidos de la planificación de la transmisión, sin perjuicio de que este Plan de Descarbonización fomenta adecuaciones para perfeccionar dichos procesos en el Eje 2 de su versión definitiva. En relación con la integración de energías renovables, la Política Energética Nacional vigente establece como meta que al 2050 el 100% de la generación de energía eléctrica provenga de energías renovables o energías cero emisiones, y que al 2030 un 80% sea aportado por fuentes renovables.
Sector Privado	EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	1.-Cuando se menciona respecto al eje 2: "... y la segunda permitirá robustecer instrumentos para el desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica (9 medidas)" ¿De qué manera se está midiendo la eficiencia de las medidas? ¿Cómo se está midiendo la resiliencia aportada por las medidas? ¿Cuál es el benchmark utilizado para determinar si la medida es o no eficiente y/o aporta a la resiliencia? ¿Se está midiendo el trade-off potencial entre eficiencia y resiliencia?	Se incorpora la medida 28 en la versión definitiva del Plan de Descarbonización, la cual implementa mecanismos que permitan evaluar su efectividad de manera sistemática y objetiva.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	EJE 2: TRANS-MISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	3.-Asegurar la rápida construcción de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre debiese ser una medida del plan de descarbonización.	Muchas gracias por su observación. Efectivamente, el Plan contempla medidas que impulsen el desarrollo de obras habilitantes para la descarbonización. En este contexto, se propone la Medida 1, cuyo objetivo es acelerar la construcción y operación de proyectos críticos que generen las condiciones necesarias para el retiro de centrales a carbón, siempre que las condiciones técnicas del sistema lo permitan. Para ello, se contempla la agilización de la tramitación de permisos sectoriales y ambientales, priorizando aquellos proyectos considerados estratégicos para alcanzar dicho propósito.
Academia y Centros de Investigación	EJE 2: TRANS-MISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	Este enfoque clave para avanzar hacia una transición energética más sostenible y eficiente. Será importante asegurar que las inversiones sean adecuadas y que se prioricen soluciones tecnológicas accesibles y eficaces, con una planificación que considere tanto la viabilidad económica como el bienestar social.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	EJE 2: TRANS-MISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	Esta bueno lo que se explica en este eje.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	EJE 2: TRANS-MISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	Es clave para garantizar la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico, impulsando un desarrollo estratégico alineado con los objetivos climáticos	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	EJE 2: TRANS-MISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	Lo que está escrito se ve bien, pero avanza muy lento, el vertimiento no estaba en un inicio y la demora en obras de transmisión es grande, por lo tanto para que se cumpla lo pactado hay que invertir más y mejor.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sociedad Civil y ONGs	EJE 2: TRANS-MISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	El borrador no detalla cómo se garantizará una expansión eficiente de la infraestructura de transmisión para incorporar energías renovables. Asimismo, omite establecer cómo los proyectos minimizarán los impactos en ecosistemas sensibles y en comunidades afectadas. Nuestra Propuesta Desarrollo de una estrategia de planificación anticipada que priorice zonas con mayor potencial renovable, evitando demoras en la ejecución de proyectos clave. Diseño de procesos participativos vinculantes que incluyan a comunidades locales desde la etapa inicial, respetando el principio de justicia ambiental. Establecimiento de criterios ambientales estrictos para minimizar impactos en áreas protegidas y ecosistemas frágiles.	Gracias por su observación. Se ajusta redacción del Plan de Descarbonización, en particular la medida 13 de la versión final del plan relativa a polos de desarrollo. Respecto de las otras materias, estas exceden el ámbito del Plan, por lo que se aborda desde una perspectiva integral e intersectorial en la estrategia de Transición Socio Ecológica Justa (ETSEJ), complementaria a este Plan.
Sociedad Civil y ONGs	EJE 2: TRANS-MISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	El borrador no detalla cómo se garantizará una expansión eficiente de la infraestructura de transmisión para incorporar energías renovables. Asimismo, omite establecer cómo los proyectos minimizarán los impactos en ecosistemas sensibles y en comunidades afectadas. Nuestra Propuesta Desarrollo de una estrategia de planificación anticipada que priorice zonas con mayor potencial renovable, evitando demoras en la ejecución de proyectos clave. Diseño de procesos participativos vinculantes que incluyan a comunidades locales desde la etapa inicial, respetando el principio de justicia ambiental. Establecimiento de criterios ambientales estrictos para minimizar impactos en áreas protegidas y ecosistemas frágiles.	Gracias por su observación. Se ajusta redacción del Plan de Descarbonización, en particular la medida 13 de la versión final del plan relativa a polos de desarrollo. Respecto de las otras materias, estas exceden el ámbito del Plan, por lo que se aborda desde una perspectiva integral e intersectorial en la estrategia de Transición Socio Ecológica Justa (ETSEJ), complementaria a este Plan.
Academia y Centros de Investigación	EJE 2: TRANS-MISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	Si se utilizan energías renovables para la producción de energía no hubiese problema al respecto	Gracias por su interés en participar de esta consulta pública.
Otro	EJE 2: TRANS-MISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	Es muy valorable el reconocer la conflictividad socio-ambiental a priori, y más aún integrarla a los modelos de planificación. No obstante, siento que se le da mucha prioridad a la expansión por se de la transmisión en vez de la adecuación del sistema: almacenamiento de largo plazo como el bombeo, ampliación de capacidades de líneas ya existentes, aumentos de tensión, creación de nuevos polos de generación en torno a nuevas tecnologías (como la Geotermia), y la disminución del consumo eléctrico vía racionalización de las costumbres (apagar luces, detener procesos poco eficientes, mover demanda a horarios de exceso de generación, entre otros).	Agradecemos sus sugerencias. Señalamos que parte de las iniciativas indicadas se encuentran desarrolladas en las medidas 13, 19 y 20. Adicionalmente, se indica que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a la adecuación del actual segmento de distribución.
Sector Privado	EJE 2: TRANS-MISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD	La propuesta de reabrir la discusión sobre la remuneración de la transmisión genera preocupación, ya que podría ser contraproducente si no se cuenta con un buen diagnóstico previo.	Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	1)(Flexibilidad en Servicios Complementarios - SSCC): Además de la flexibilidad de la demanda, se debe considerar la inclusión de proyectos de generación distribuida con almacenamiento y capacidades “grid-forming”. Estos proyectos deben ser capaces de prestar SSCC. Se requiere habilitar la participación de estos proyectos en toda la cadena de valor, incluyendo también la componente de distribución.	Agradecemos su observación. En particular, se destaca que la Medida N°19 de la versión final del Plan contempla, de manera general, una adecuación y fortalecimiento del mercado de Servicios Complementarios. En este contexto, y en línea con el desarrollo de mecanismos técnicos y regulatorios para la definición, licitación y subasta de dichos servicios, la medida habilita la participación de diversas tecnologías, permitiendo que estas puedan proveer los servicios necesarios para enfrentar los desafíos asociados a una matriz eléctrica descarbonizada.
Sector Privado	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	2)(Proyecciones de operación del sistema): Las proyecciones deben incluir explícitamente la componente de generación distribuida, dada su creciente relevancia en la operación y estabilidad del sistema.	Gracias por su observación y sugerencia. La medida 20, incluida en la versión final del plan, contempla la adecuación de los modelos de programación. Por lo tanto, su análisis podrá realizarse en el marco de la implementación de dicha medida.
Sector Privado	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	3)Eje 3 (Gestión en la red de distribución): La gestión de la red de distribución requiere monitorización detallada. Además, se recomienda establecer la figura del Operador del Sistema de Distribución (DSO) para una gestión segura y eficaz.	Agradecemos su observación. Sin embargo, cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a la adecuación del actual segmento de distribución.
Sector Privado	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	4) Atributos de red y almacenamiento: Se deben incluir objetivos claros sobre el uso de condensadores síncronos y tecnologías grid-forming para mantener la estabilidad del sistema frente a altos niveles de penetración de ERV, como señala la “Hoja de Ruta para una transición acelerada” publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional.	Agradecemos los comentarios y la observación realizada. En este contexto, la versión final del Plan incorpora una medida destinada al fomento de la reconversión acelerada de centrales a carbón, que contempla el desarrollo de un estudio por parte del Ministerio de Energía. Este estudio permitirá identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que contribuyan a acelerar la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile, priorizando alternativas más eficientes, como la reconversión a condensadores síncronos, que permiten extender la vida útil de los activos y conservar atributos relevantes de flexibilidad para el sistema eléctrico. Adicionalmente, y respecto a la necesidad de avanzar en la incorporación de tecnologías grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo específicamente las tecnologías grid-forming, constituyendo un avance relevante para su habilitación y despliegue en nuestro sistema eléctrico.
Sector Privado	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	5) Herramientas para flexibilidad: Comentario: Es crucial que las medidas consideren tecnologías de respuesta rápida, como el almacenamiento, para gestionar excedentes renovables y evitar curtailment.	Gracias por su observación y sugerencia. En el marco de la Medida N°20, la versión final del Plan contempla la adecuación de la programación y operación del sistema eléctrico para gestionar de manera efectiva la variabilidad de los recursos renovables. Para ello, se promueve la incorporación de nuevas tecnologías que otorguen mayor flexibilidad al sistema, incluyendo, entre otras, los sistemas de almacenamiento.
Sector Privado	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	En el contexto de las medidas del Eje 3: Operación de corto plazo segura y flexible en un sistema eléctrico altamente renovable, es valioso incorporar la medida “Revisión y ajuste de mínimos técnicos de centrales térmicas, coherente con la actualización de la norma de emisiones”, que estaba en la Agenda inicial para un segundo tiempo de la transición energética. Adicionalmente, se deben establecer requerimientos adecuados en la norma de emisiones.	Muchas gracias por su observación. Se considera en la medida 21 de la versión final del Plan.
Sector Privado	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	En el contexto de las medidas del Eje 3: Operación de corto plazo segura y flexible en un sistema eléctrico altamente renovable, es valioso incorporar la medida “Revisión y ajuste de mínimos técnicos de centrales térmicas, coherente con la actualización de la norma de emisiones”, que estaba en la Agenda inicial para un segundo tiempo de la transición energética. Adicionalmente, se deben establecer requerimientos adecuados en la norma de emisiones.	Muchas gracias por su observación. Se considera en la medida 21 de la versión final del Plan.
Academia y Centros de Investigación	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	En este eje se debiesen considerar distintos escenarios factibles que permitan tener un abanico de soluciones en función de factores operacionales, tecnológicos y políticos. De esta manera, se podrá tener una ruta principal con caminos alternativos en caso que la ruta principal deje de ser factible.	Gracias por su observación y sugerencia.
Sector Privado	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	1.- Pág 26. en lo relativo al eje 3 y al objetivo específico 3, no se realiza ninguna mención al rol que jugará el gas natural en la transición. Se solicita explicitar de manera clara qué rol se espera que juegue el gas natural en el proceso de descarbonización de la matriz y hasta cuándo.	Gracias por su observación y sugerencia. En la versión final del Plan, específicamente en la medida 25, se contempla el desarrollo de un estudio periódico e integral, con distintos horizontes de tiempo, a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional. Este estudio tendrá como objetivo dimensionar el rol y la temporalidad requerida de la generación eléctrica a partir de gas natural, con el fin de evaluar el impacto sistémico del retiro de centrales a carbón y las condiciones necesarias para avanzar en el proceso de descarbonización.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	2.- Pág 51. Respecto de la estrategia de flexibilidad, ésta falló porque se pretendía pedirle a los privados que proveyeran diversos servicios que eran necesarios, pero sin ninguna remuneración adicional, utilizando las mismas rentas obtenidas hoy en día. Si esto se mantiene así, no habrá en definitiva una implementación de las mejoras necesarias para obtener estos servicios.	Gracias por su observación. Se considerará para la redacción de la versión final del Plan.
Academia y Centros de Investigación	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	Este resulta fundamental para asegurar su estabilidad y eficiencia, especialmente ante el crecimiento de fuentes de energía variables como la solar y la eólica. Además, perfeccionar estos elementos será clave para incentivar inversiones sostenibles, lo que contribuirá al fortalecimiento de la transición energética. No obstante, es crucial coordinar adecuadamente estas acciones y disponer de las tecnologías necesarias para gestionar de manera eficiente la variabilidad de las energías renovables.	Gracias por su observación y sugerencia. En relación con la coordinación de las acciones, la versión final del Plan incorpora el nuevo capítulo 6, titulado “Gobernanza para la Implementación y el Seguimiento del Plan”, cuyo objetivo es asegurar una coordinación efectiva de las medidas, el monitoreo permanente de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos que permitan cumplir los objetivos establecidos.
Academia y Centros de Investigación	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	Es bueno para el intentar utilizar la energía renovable para poder mantener la estabilidad ante eventos de cortocuito.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	Este eje es muy bueno porque busca que el sistema eléctrico sea estable y funcione bien, incluso con los cambios que trae el uso de energías renovables.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	Se debería pensar en dejar algunas unidades para compensar el sistema, pero que puedan funcionar con gas o con carbón y una mezcla de hidrógeno verde que disminuya fuertemente la contaminación, pero que se mantenga esa compensación.	Gracias por su observación y sugerencia. En la versión final del Plan, específicamente en la medida 25, se contempla el desarrollo de un estudio periódico e integral, con distintos horizontes de tiempo, a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional. Este estudio tendrá como objetivo dimensionar el rol y la temporalidad requerida de la generación eléctrica a partir de gas natural, con el fin de evaluar el impacto sistémico del retiro de centrales a carbón y las condiciones necesarias para avanzar en el proceso de descarbonización.
Sector Privado	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	1) Pág 26. En lo relativo al eje 3 y al objetivo específico 3, no se realiza ninguna mención al rol que jugará el gas natural en la transición. Se solicita explicitar qué rol se espera que juegue el gas natural en el proceso de descarbonización de la matriz y hasta cuándo.	Gracias por su observación y sugerencia. En la versión final del Plan, específicamente en la medida 25, se contempla el desarrollo de un estudio periódico e integral, con distintos horizontes de tiempo, a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional. Este estudio tendrá como objetivo dimensionar el rol y la temporalidad requerida de la generación eléctrica a partir de gas natural, con el fin de evaluar el impacto sistémico del retiro de centrales a carbón y las condiciones necesarias para avanzar en el proceso de descarbonización.
Sociedad Civil y ONGs	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	El borrador no aborda plenamente cómo garantizar que las energías renovables tengan prioridad. Nuestra Propuesta Eliminar la dependencia del gas en los mecanismos de flexibilidad, desarrollando estrategias basadas exclusivamente en tecnologías renovables. Incentivar inversiones en almacenamiento energético, estableciendo metas concretas de capacidad instalada. Revisar los criterios económicos para garantizar que las energías renovables tengan prioridad absoluta en el despacho eléctrico.	Gracias por su observación. La versión final del Plan incorpora, en la Medida N°25, la propuesta de elaborar un estudio que permita dimensionar el rol y la temporalidad requerida de la generación eléctrica a gas natural. Este estudio busca evaluar el impacto del retiro de centrales a carbón en el sistema eléctrico y establecer las condiciones necesarias para avanzar en la descarbonización. Asimismo, el Plan contempla diversas medidas orientadas a incentivar el despliegue y desarrollo de tecnologías habilitantes para la descarbonización, entre ellas el almacenamiento de energía.
Sociedad Civil y ONGs	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	El borrador no aborda plenamente cómo garantizar que las energías renovables tengan prioridad. Nuestra Propuesta Eliminar la dependencia del gas en los mecanismos de flexibilidad, desarrollando estrategias basadas exclusivamente en tecnologías renovables. Incentivar inversiones en almacenamiento energético, estableciendo metas concretas de capacidad instalada. Revisar los criterios económicos para garantizar que las energías renovables tengan prioridad absoluta en el despacho eléctrico.	Gracias por su observación. La versión final del Plan incorpora, en la Medida N°25, la propuesta de elaborar un estudio que permita dimensionar el rol y la temporalidad requerida de la generación eléctrica a gas natural. Este estudio busca evaluar el impacto del retiro de centrales a carbón en el sistema eléctrico y establecer las condiciones necesarias para avanzar en la descarbonización. Asimismo, el Plan contempla diversas medidas orientadas a incentivar el despliegue y desarrollo de tecnologías habilitantes para la descarbonización, entre ellas el almacenamiento de energía.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	Este eje adolece de condiciones que, al menos transitoriamente, permitan subsistir a las empresas renovables que hoy han permitido disminuir las cuentas finales de los clientes regulados. Es importante relevar, que en un mercado que se encuentra en transición, y en donde una parte importante de su oferta se encuentra otorgado por centrales que presentan costos de producción bajos, el mercado marginalista actual no permite retribuir adecuadamente el aporte que realizan estas centrales al sistema eléctrico. Es por esto que una propuesta podría ser que, transitoriamente, en que en las condiciones actuales el costo marginal es cero, este sea reemplazado por el LCOE de la tecnología renovable de menor costo que se encuentre despachada. Por último, como indica el documento, en el proceso de descarbonización y transición energética es relevante contar con un Sistema Eléctrico Nacional que contemple atributos de flexibilidad, junto con los atributos de seguridad y suficiencia ya contemplados. Se propone incorporar al Eje 3 una medida donde este atributo, y que sea reconocido formalmente e incorporado en los cuerpos legales y normativos que rigen la Planificación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. Es importante señalar que este atributo no es exclusivo del segmento de generación, y que, por ejemplo, que el sistema de transmisión lo posea, permitiría aprovechar de mejor manera la infraestructura existente y futura del SEN.	Gracias por su observación y sugerencia. Lo invitamos a revisar la nueva propuesta del Plan descrita en la medida N°23, la cual tiene como principal foco adaptar el mercado mayorista de energía a las condiciones de un sistema eléctrico 100% renovable.
Academia y Centros de Investigación	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	Si son bien realizadas las operaciones de corto plazo, se podría cumplir la meta de 100% de generación limpia	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Otro	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	Las medidas carecen del detalle necesario para evaluar los reales impactos en el sistema eléctrico chileno. Se proponen muchos nuevos mercados y servicios, pero no se habla en ningún momento de como disminuir el costo sistémico. Más que mal, los SSCC y los diversos pagos laterales han frenado bastante la baja en el costo final de la energía.	Muchas gracias por su observación. Cabe destacar que, en términos generales, las medidas propuestas en la versión final del Plan contemplan la elaboración de estudios específicos para evaluar los impactos y definir las adecuaciones necesarias para su implementación
Sector Privado	EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE	Si bien el Plan de Descarbonización reconoce la importancia de tecnologías de transición, como el gas natural, para garantizar la seguridad y flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tras el retiro del parque a carbón, no detalla las señales de inversión o reinversión necesarias para su implementación y permanencia. Dado que estas tecnologías desempeñarán un rol crítico hasta que existan sistemas de almacenamiento de larga duración (más de 5-6 horas) o alternativas limpias, como el hidrógeno verde (H2V) y el amoníaco verde, se identifica la necesidad de establecer incentivos económicos concretos. En este contexto, sería fundamental incluir: 1-Incentivos económicos específicos para fomentar la permanencia de centrales a gas natural, así como para tecnologías emergentes como almacenamiento y combustibles verdes, de manera de asegurar la seguridad y confiabilidad que requiere el sistema a medida que se retiren las centrales a carbón. 2-Señales regulatorias claras que otorguen certidumbre a los inversionistas sobre el marco temporal de permanencia del gas natural como tecnología de respaldo.	Gracias por su observación y sugerencia. La versión final del Plan contempla, en el marco de la Medida N°25, la elaboración de un estudio integral y periódico con distintos horizontes de tiempo, orientado a entregar señales tempranas de estrechez de suministro. Este estudio permitirá, además, dimensionar el rol y la temporalidad requerida de la generación eléctrica a gas natural, evaluando el impacto sistémico del retiro de centrales a carbón y las condiciones necesarias para avanzar en el proceso de descarbonización.
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	1) Beneficios de los Proyectos de Pequeña y Mediana Escala - PMGD): Se estima que los PMGD generan beneficios operacionales significativos. Sin embargo, la estructura del mercado actual impide que estos ahorros se reflejen en los usuarios finales. Se sugiere permitir que los PMGD participen en licitaciones para ofrecer precios competitivos y reducir los costos para los usuarios.	Se agradece el comentario y propuesta. En este contexto, la versión final del Plan, en su Medida 24, incorpora posibles adecuaciones a los contratos de suministro para clientes regulados, estableciendo la posibilidad de incorporar requisitos técnicos particulares para satisfacer la nueva demanda de forma flexible y segura.
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	2) (Desarrollo del modelo ESCO): El modelo ESCO puede proporcionar suministro de energía tanto a clientes libres como regulados. Sin embargo, se requieren cambios legales para facilitar este modelo, permitiendo, por ejemplo, la desconexión por falta de pago y la facturación directa al cliente.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	3)Diseño del mercado: La adopción de un mercado mayorista basado en ofertas, como lo sugiere la "Hoja de Ruta", permitiría integrar mejor las energías renovables, reduciendo costos operativos y aumentando la competitividad.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	4) Integración de DER: Se debe fomentar la participación de recursos energéticos distribuidos (DER) en el mercado eléctrico para asegurar un modelo más inclusivo y flexible.	Agradecemos su observación y comentario. Se reconoce la relevancia de fortalecer su integración en el sistema como una herramienta clave para la descentralización y diversificación de la matriz eléctrica. En esta línea, la versión final del Plan contempla una medida enfocada en avanzar en la visibilidad y trazabilidad de la operación de los PMGD, de modo que contribuyan de manera segura y resiliente al proceso de transición energética. Para ello, se considera la revisión y adecuación de la normativa vigente, con el fin de incorporar requerimientos de monitoreo y control que favorezcan su efectiva integración con los sistemas del Coordinador Eléctrico Nacional y de las empresas de distribución
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	Para entregar señales de precio a clientes regulados que reflejen más adecuadamente la escasez de energía en cada bloque horario y así fomentar una electrificación económicamente más adaptada, se sugiere la incorporación en este eje de modificar la tarifa regulada para que, paulatinamente y apuntando al largo plazo, los clientes regulados, que posean medidores aptos para diferenciar horariamente su consumo, puedan acceder a tarifas con precio diferenciados en los bloques B (día), A y C (noche-madrugada). Esta modificación podría ser incorporada en la Medida 36 (Acción 8).	Agradecemos su observación. Cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a la adecuación del actual segmento de distribución
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	Página 64 "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". Para generar créditos por descarbonización asociado al uso de combustibles renovables (Tanto en el sistema propuesto ETS y actual SCE) proponemos que sea requisito que los combustibles bajos en carbono destinados para la generación eléctrica sean utilizados dentro del territorio nacional. Con el fin de generar incentivos para su uso.	Se agradece su comentario. La medida observada fue eliminada en la versión definitiva del Plan.
Academia y Centros de Investigación	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	Para implementar un sistema ETS, es absolutamente necesario que el sistema completo incluya la captura de CO2. La Unión Europea y, especialmente, el Reino Unido han avanzado en la captura como algo esencial para alcanzar las metas de descarbonización para 2050, y lo han incorporado a sus ETS. Otro punto esencial es la educación en la descarbonización no solo a nivel universitario e investigación, de trabajadores y personal calificado; debe haber educación al respecto desde el colegio. Propongo que se coordine con el Ministerio de Educación la incorporación en el currículum de, al menos, 7° básico en adelante.	Se agradece su comentario. La medida observada fue eliminada en la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	1.-Explicar si se está considerando dentro de este plan los requerimientos extra de energía y de seguridad de red, una vez electrificada la demanda. Es necesario tener en consideración que con los niveles de demanda actuales, ya es un desafío prescindir de la generación a carbón, por lo que, aumentar la demanda de forma acelerada y permanente puede hacer aún más desafiante mantener la resiliencia del sistema, lo que puede resultar en una producción mayor de energía en base a petróleo diésel. Lo anterior, sería un retroceso importante en el plan de descarbonizar la matriz energética chilena, sin considerar que traería inmensos desafíos logísticos.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. En virtud de que se modifica el alcance general del plan de descarbonización, es que las medidas particulares de electrificación son eliminadas.
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	3.- La normativa ambiental vigente exige efectuar compensaciones de emisiones en el marco de los planes de descontaminación, en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (como compromiso ambiental voluntario o medida) y en el marco de un programa de cumplimiento ante la Superintendencia del Medio Ambiente. Una forma de fortalecer el mercado de largo plazo es favorecer que dichas compensaciones en emisiones se efectúen mediante el uso de energías renovables, frente a otras alternativas (v. gr. recambio de calefactores, pavimentación de calles o forestación).	Se agradece su comentario; sin embargo, los Planes de Descontaminación son potestad del Ministerio del Medio Ambiente.
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	2.- Cuando se habla de electrificar la demanda, ¿qué tipo de demanda se busca electrificar de forma prioritaria? (¿transporte, calor u otro?) ¿Se tiene un diagnóstico y un plan de electrificación, el cual considere cuál de los sectores es el más contaminante y costo-efectivo de reemplazar?	Gracias por sus observaciones. El detalle relacionado con los alcances de la electrificación de la demanda no se encuentra dentro del alcance de este Plan.
Academia y Centros de Investigación	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	El promover un mercado más sostenible y competitivo es clave para una transición energética exitosa. Al mejorar la competencia y modernizar los servicios complementarios, se optimiza la eficiencia y se reducen costos en el sistema eléctrico. Además, fortalecer los incentivos económicos para la descarbonización acelera la adopción de energías renovables. Este enfoque asegura una transición inclusiva y equitativa, beneficiando a todos los sectores de la sociedad y minimizando impactos negativos en comunidades vulnerables.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	Sería bueno para el futuro que puede tener Chile siendo suministro confiable y competitivo de energía.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. En virtud de que se modifica el alcance general del plan de descarbonización, es que las medidas particulares de electrificación son eliminadas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	Promover la electrificación en sectores industriales contribuye significativamente a la reducción de emisión.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	4) Se plantea la duda de si la electrificación es la única alternativa existente para el proceso de descarbonización sin hacer un análisis de otras alternativas que también pueden contribuir a dicho proceso. Se debe hacer un análisis exhaustivo de todas las alternativas con sus impactos y costos en los consumidores finales, siempre de manera sostenible y sin subsidios a efectos de que la costo efectividad se mida de manera correcta. Es crucial incluir en la evaluación las infraestructuras existentes para todas las alternativas energéticas, considerando cómo minimizar los impactos medioambientales y aprovechando dicha infraestructura. Actualmente, se omiten estas posibilidades y se presenta la electrificación como la única solución, sin evaluar otras opciones que podrían tener un doble beneficio, al contribuir a la economía circular y al aprovechamiento de los residuos generados.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Cabe destacar que el presente Plan de Descarbonización traza una hoja de ruta que permitirá avanzar hacia un sistema eléctrico descarbonizado de manera eficiente, segura y resiliente.
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	2) En otro ámbito, las páginas 4 y 12 (Objetivo General), se refieren a la necesidad de sustituir los atributos que se perderán en la medida que progrese el plan de retiro de plantas a carbón, en particular, el atributo asociado a "la energía almacenada en canchas de carbón como respaldo frente a requerimientos adicionales de energía de carácter estacional". Al respecto, no se identifica ninguna propuesta específica dentro de las 45 medidas.	Gracias por su observación. La medida 25 pretende detectar eventuales situaciones de estrechez energética y establecer mecanismos de incentivos para abordarlas.
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	3) Pág. 13. En la descripción del Eje 4 se indica: "El Eje 4 también incluye incentivos para que sectores intensivos en el uso de energía se electrifiquen y demanden contratos de energía limpia". Al respecto, es importante conocer quien realizará el financiamiento de la electrificación y su impacto en los consumidores finales, dado que implicará -a lo menos- inversiones en transporte y distribución para reforzar redes eléctricas de media y baja tensión.	Gracias por sus observaciones. El detalle relacionado con los alcances de la electrificación de la demanda no se encuentra dentro del alcance de este Plan.
Sector Privado	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	1) Cuando se habla de electrificar la demanda, no queda claro qué tipo de demanda se busca electrificar de forma prioritaria (¿transporte, calor u otro?). Tampoco queda claro acaso se cuenta con un diagnóstico y un plan de electrificación que considere cuál de los sectores es el más contaminante y costo-efectivo de reemplazar.	Gracias por sus observaciones. El detalle relacionado con los alcances de la electrificación de la demanda no se encuentra dentro del alcance de este Plan.
Sociedad Civil y ONGs	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	Nuestra Propuesta Temas para considerar en este eje: Establecer metas claras para contratos de energía renovable a largo plazo, con incentivos fiscales para las empresas que los adopten. Promover programas de acceso a la energía limpia que prioricen a las comunidades vulnerables. Fomentar la generación distribuida con incentivos específicos, como hemos referido en nuestros comentarios a la Medida 31.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sociedad Civil y ONGs	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	Nuestra Propuesta Temas para considerar en este eje: Establecer metas claras para contratos de energía renovable a largo plazo, con incentivos fiscales para las empresas que los adopten. Promover programas de acceso a la energía limpia que prioricen a las comunidades vulnerables. Fomentar la generación distribuida con incentivos específicos, como hemos referido en nuestros comentarios a la Medida 31.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	Como medida de acercamiento a un mercado de ofertas, y en atención al problema de vertimiento de energías renovables que va en permanente aumento, se requiere implementar un mercado de vertido a cargo de transacciones entre los generadores impactados por estas restricciones. El fundamento es reconocer que los distintos agentes tienen distinto impacto económico al ser instruidos a verter energía por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, es por ello que una prorrata de vertido equitativa a todos los generadores con costo variable cero no es lo más eficiente desde el punto de vista económico. Este mercado entre generadores debe derivar en acuerdos de traspaso de vertido informados al Coordinador quien debe considerarlo en la Programación y Despacho, sujeto a mantener las condiciones de seguridad e invariabilidad en los costos de despacho eficiente del sistema.	Se agradece el comentario y la propuesta. Sin embargo, dada la eventual transición de un mercado centralizado y de costos auditados a un mercado de ofertas, la implementación de este tipo de medidas requiere de un mayor análisis para conocer los impactos en la operación del mercado y en los precios para cliente final.
Academia y Centros de Investigación	EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA	Puede que funcione bien a la par con el corto plazo para llegar a lo ideal.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	1. Respecto del párrafo segundo bajo el título de la Acción 1 (en página 27), se solicita precisar respecto de la reconversión de unidades a carbón como una opción “que permite reducir las emisiones, aportar a la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), mantener los empleos... y reutilizar parte de la infraestructura de la central...”, que la reconversión considere que las centrales podrán mantener un nivel de emisiones de gases de efecto invernadero, aunque mitigado en consideración a la reconversión (co-firing con la utilización de combustibles de menores emisiones).	El foco del plan es habilitar las condiciones que permitan el retiro del carbón como fuente de generación eléctrica. Dentro de las posibilidades de reemplazo del carbón, se consideran fuentes energéticas y tecnologías con menores niveles de emisiones, en línea con el objetivo de descarbonización.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Se propone indicar jerarquizadamente cómo cada medida contribuye al cumplimiento de las metas climáticas nacionales.	Gracias por su observación, la propuesta se escapa del alcance del plan.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	1) En el plan se mencionan brevemente los proyectos de generación distribuida, pero se omite la contribución potencial de los REDs en la descarbonización. Se necesitan cambios en el mercado y la regulación para que estos recursos puedan desempeñar un rol clave en el proceso de descarbonización de Chile. El segmento de Netbilling alcanza solo a un 0,7% de toda la capacidad instalada cuandola experiencia de otros países muestran que la penetración óptima de recursos energéticos distribuidos puede alcanzar 50% de la cobertura de la demanda.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Este Plan debe ser considerado como parte de un contexto de políticas energéticas integrales que, en conjunto, impulsen al sector energía en la transición hacia la carbono neutralidad. Lo comentado escapa al alcance de este plan.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	2) El plan de descarbonización no menciona ni considera el potencial aporte de la energía solar térmica en sus distintas formas de aplicaciones (techos, procesos industriales). La energía térmica	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Este Plan debe ser considerado como parte de un contexto de políticas energéticas integrales que, en conjunto, impulsen al sector energía en la transición hacia la carbono neutralidad. Lo comentado escapa al alcance de este plan.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Estos incentivos deben aplicarse a todos aquellos proyectos que forman parte del proceso de descarbonización, que involucre infraestructura habitante, infraestructura habitacional y productiva a través de la eficiencia energética, entre otros. Si esta estrategia no se aplica de manera intersectorial y permitiendo avances paralelos en cada eslabón de la cadena, entonces los esfuerzos atomizados no permitirán alcanzar los resultados esperados y tan necesarios.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Este Plan debe ser considerado como parte de un contexto de políticas energéticas integrales que, en conjunto, impulsen al sector energía en la transición hacia la carbono neutralidad.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	No es claro como cada medida contribuye efectivamente al cumplimiento de metas climáticas nacionales, se debiese indicar jerarquizadamente como contribuye cada medida a dicho cumplimiento de meta.	Gracias por su observación, la propuesta queda fuera del alcance del plan.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	3.- Pág 28. Se declara: "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." Sin embargo, no queda claro cuál es el incentivo del privado para realizar la conversión o retiro de las centrales a carbón. Como se ha expresado en diversos foros, las acciones necesarias para una reconversión o para realizar inversiones que habiliten combustibles de transición requieren, junto con certeza y previsibilidad regulatoria, al menos señales de mercado y apoyo en la obtención de permisos medioambientales y sectoriales de los proyectos, dada la complejidad y plazos constructivos necesarios para su implementación. El escenario de no hacer nada hoy, solamente incrementa la probabilidad de que cuando sea necesaria nueva infraestructura, ésta no estará disponible.	Gracias por su observación. Lo planteado queda abordado en la nueva medida 1 del plan, en lo referente a la aceleración de procesos para implementar infraestructura crítica para la descarbonización.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	2.-Pág 28. Se declara: "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." Lo mencionado es sumamente relevante para lograr una rección de la industria. Se solicita al Ministerio de Energía establecer señales de mercado claras que permitan a los desarrolladores de producto monetizar los atributos que el sistema necesita.	Las señales e incentivos de mercado son tratados, siempre que resulte pertinente, a medida que se desarrolla el plan de descarbonización.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	1.- Pág 28. Se declara: "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." Se solicita entregar ejemplos concretos de qué tiene en mente el Ministerio cuando realiza esta declaración.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se analizará una mejor redacción referida a la reconversión de centrales.
Academia y Centros de Investigación	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Esta transición permite adaptar las infraestructuras a nuevos servicios como la desalación de agua, promoviendo la economía circular. Además, impulsa el uso de combustibles de bajas emisiones y resalta la importancia de tecnologías como el almacenamiento de energía para asegurar una transición energética exitosa.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Es buena acción ya que baja la emisiones y que los trabajadores no pierdan su trabajo.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Si los incentivos no están bien diseñados, podría beneficiar más grandes a empresas y dejar fuera a proyectos pequeños o comunitarios. También si no hay una regulación clara, algunos proyectos podrían no ser sostenibles a largo plazo o no estar alineados con las necesidades locales.	Gracias por su comentario. El Plan definitivo incluye medidas específicas para esto.
Academia y Centros de Investigación	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Está muy bien redactada esta acción, ahora lo importante es valga la redundancia pasar del papel a la acción.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	4) Pág. 28. En cuanto al uso de combustibles sintéticos y otras tecnologías emergentes, es crucial evaluar cómo estas fuentes de energía pueden abastecer el mercado nacional a precios competitivos, evitando subsidios que perpetúen la dependencia de importaciones de países vecinos. Asimismo, resulta esencial verificar si estos nuevos combustibles o tecnologías son verdaderamente sostenibles a lo largo de toda su cadena de valor, desde la fabricación de insumos hasta su implementación.	Gracias por su comentario. El Plan de Descarbonización contiene medidas que pretenden abordar la descarbonización del sistema eléctrico de manera equilibrada. Además, se debe considerar que este plan interactúa con otras acciones de política pública y es parte de un contexto de políticas energéticas integrales que, en conjunto, impulsen al sector energía en la transición hacia la carbono neutralidad, abordando las diferentes aristas de la sustentabilidad.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	3) Pág 28. Se indica que es necesario que existan incentivos en el desarrollo de tecnologías que provean de flexibilidad al sistema. Lo mencionado es sumamente relevante, luego, se solicita conocer las señales de precio que permitirán a los operadores y desarrolladores del mercado eléctrico, proyectar los flujos asociados a los atributos que el sistema eléctrico requiere.	Gracias por su comentario. El plan de Descarbonización contiene medidas que pretenden abordar la descarbonización incorporando incentivos para la inversión privada en proyectos de infraestructura clave para la descarbonización y el cumplimiento de la meta nacional de mitigación del cambio climático, tales como, la disminución de las rentas concesionales que deriven del uso de terrenos fiscales para este tipo de proyectos. Además, el Plan considera la adecuación de la actual normativa, con objeto de dar señales claras de la operación de las nuevas tecnologías habilitantes (Sistemas de Almacenamiento, Sistemas generación-consumo, etc) en el sistema eléctrico.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	5) Pág. 28. Por último, se solicita aclarar acaso los "incentivos en el desarrollo de tecnologías que provean de flexibilidad al sistema" incluyen proyectos relativos a la explotación del biometano y otras fuentes renovables no convencionales que no se inyecten al sistema eléctrico pero que contribuyan a la descarbonización de la matriz energética.	Se consideran siempre que apoyen al objetivo particular de proveer flexibilidad al sistema eléctrico.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	2) Pág. 27. Se solicita considerar las centrales con potencial a ser reconvertidas a generación a gas natural, lo cual asegura la robustez del sistema a un precio competitivo.	Efectivamente, el texto aludido no excluye ese tipo de tecnología.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	1) Como observación general, se debe aclarar si los incentivos incluyen a proyectos de distribución de energía no eléctrica que benefician y aporten al proceso de descarbonización.	Lo comentado escapa al alcance de este plan.
Sociedad Civil y ONGs	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Ver comentario al Eje 1.	Muchas gracias por su comentario.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Respecto a la medida N°2, se considera que 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. Ahora, si cumpliendo estos parámetros, se identifica igualmente que el proyecto dé lugar a efectos adversos imprevistos significativos, se canalizará a un procedimiento simplificado en el marco del SEIA. Se indica como modificación reglamentaria pero requiere de modificación legal. Falta especificar definición de instrumentos de planificación energética. ¿Se formalizará por parte del SEA la viabilidad de Consultas de pertinencia en franjas planificadas con EAE?	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	Para la medida 9 la consulta dice relación con cómo se compatibilizan los espacios de diálogo y gobernanza con los Programas de Recuperación Ambiental y Social?. ¿Se rescatará de los PRAS alguna metodología y/ experiencia de talleres?	Junto con agradecer su consulta, le comentamos que en la medida 6 y 7 se dejó consignada la debida coordinación con las gobernanzas existentes en las zonas en transición, como los CRAS. Sin embargo, tanto la metodología como otros aspectos específicos serán abordados en los instrumentos y lineamientos que se desarrollen para la implementación de la medida.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Sobre la medida N° 4, surge la duda si se desarrollará alguna guía que otorgue los lineamientos respecto al desarrollo de tipo de proyectos.	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.
Sector Privado	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Esta acción se encuentra enfocada en proyectos de energía, sin embargo es importante que tanto la acción como sus medidas permitan la incorporación de los proyectos de hidrógeno verde y sus derivados, teniendo presente que estos también contribuyen al cumplimiento de las metas climáticas nacionales pudiendo ser un insumo local para descarbonizar procesos productivos a nivel nacional y para suministrar combustibles sostenibles para la reconversión de centrales a carbón.	Gracias por la observación. Lo comentado sí está considerado.
Sociedad Civil y ONGs	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Ver comentario al Eje 1.	Muchas gracias por su comentario.
	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Debiera explorarse una alternativa que ponga prioridad a los proyectos renovables dentro del SEIA. Una opción es que estos sean considerados un "bien a proteger" desde la perspectiva ambiental, de que cuando se haga una evaluación de impacto sea éstos una materia a proteger.	En vista que hay una modificación en curso del Reglamento del SEIA, no se incorporan materias relativas a este proceso de tramitación en el Plan
	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	En el documento, página 27 se indica que "Existen varios atributos deseables para el sector eléctrico". Indicar cuales son dichos atributos y cuál es su nivel de relevancia además de especificar y evidenciar por que se debilitarían al cerrar las centrales de carbón.	Lo consultado se encuentra en el capítulo introductorio del borrador del Plan sometido a consulta pública.
Otro	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Falta más acción del Estado, generando proyectos energéticos que aporten a las metas a través de las empresas estatales (como ENAP) sin caer en posibles conflictos de interés ni de poder (es decir, que ENAP no desarrolle centrales de Gas Natural). Estas iniciativas estatales han permitido en otros países el despegue de tecnologías más caras pero muy útiles como la Geotermia, y más aún considerando el conocimiento desarrollado en ENAP luego de participar en la construcción y operación de Cerro Pabellón.	Gracias por su observación. El rol y actividades de las empresas del Estado debe constar por ley de quorum calificado.
Otro	Acción 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales	Considerar al Gas Natural como combustible "de bajas emisiones" es engañoso, dado que, a pesar de contaminar muchísimo menos que el Carbón y el Diésel, sigue emitiendo mucho material particulado tóxico. Por lo demás, hay que aclarar que este combustible sigue siendo importado (por mar o gasoducto desde Argentina), lo que no ayuda en la independencia energética.	Gracias por su observación. La nueva medida 25 pretende evaluar el rol del gas en la descarbonización del sistema.
Sector Privado	Acción 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética	1) Necesario entregar señales claras e incentivos a proyectos que tengan mayor inserción y diversidad territorial, conexión con las comunidades, calificación de economía circular, orientación al autoconsumo y consumo comunitario	Muchas gracias por su comentario. Estas materias se abordan en el eje 1 del Plan definitivo.
Sector Privado	Acción 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética	Como el proceso de transición energética obliga al despliegue de nuevos tipos de infraestructura que apoyan a la descarbonización, los procesos de inserción territorial sostenible deben tener una mirada integral, entregando certeza de largo plazo a los distintos proyectos de infraestructura que se desarrollen. El trabajo temprano con las comunidades y la capacidad de generar beneficios locales, tales como empleo y desarrollo urbano, son fundamentales para entregar sostenibilidad a las inversiones. Lograr estos objetivos depende de la capacidad de que los proyectos de sectores distintos a energía, puedan materializarse en los plazos definidos.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. La mirada integral del desarrollo territorial y urbano ya está establecida en leyes, políticas e instrumentos que son competencia de organismos distintos al Ministerio de Energía, por lo cual la consideración del sector energía en esos espacios, es una materia que se impulsa desde la Política Energética hasta sus instrumentos.
Sociedad Civil y ONGs	Acción 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética	Acuerdo vinculante al finalizar el proceso: Es necesario que los actores participantes del Plan de Descarbonización demuestren su real compromiso con las acciones comúnmente acordadas en el proceso. Así, para enviar una señal clara, tanto a la ciudadanía como al sector energía en particular, sobre la ruta que se seguirá, se insta a avanzar en el establecimiento del cierre al 2030 de las centrales termoeléctricas a carbón a través de un acuerdo que, a su vez, sea un instrumento legalmente vinculante que recaiga sobre la central, asegurando así el cese del funcionamiento de la infraestructura en sí.	Gracias por su observación. Este Plan de Descarbonización tiene como objetivo establecer las condiciones de cierre de centrales a carbón, estableciendo las condiciones habilitantes para ello. Por tanto, el Plan aborda las brechas identificadas para concretar el retiro y reconversión de centrales a carbón en coherencia con la visión a largo plazo de las metas establecidas en nuestra Política Energética Nacional.
Sector Privado	Acción 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética	1.-Sin perjuicio de las medidas dispuestas, debiera permitirse a la normativa sectorial de planificación energética tener prioridad frente a los IPT, al momento de definir ciertos usos de suelo en ubicaciones estratégicas para el desarrollo de este tipo de infraestructura. Las aristas ambientales se analizan en el marco de la EAE.	Muchas gracias por su observación. Actualmente las redes y trazados de infraestructura energética prevalecen sobre los instrumentos de planificación territorial. Sin perjuicio de ello, se incluye en el Plan una medida referida a Obras Estratégicas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Acción 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética	El proceso de descarbonización de la matriz eléctrica nacional necesita un desarrollo equilibrado de infraestructura energética, que cumpla con las metas climáticas y las necesidades territoriales. Las medidas incluyen una planificación territorial adecuada, desarrollo energético orientado a objetivos claros y diálogo con las comunidades locales para asegurar beneficios compartidos. Estas acciones son clave para acelerar la infraestructura necesaria y garantizar una transición energética justa y eficiente.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética	Es importante la planificación que se plantea y que esto puede ser muy bueno para la infraestructura energética.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética	Esto ayuda a distribuir a los beneficios de la transición energética en todo el país, especialmente a zonas más vulnerables. *Falta claridad sobre como se garantizará que todas las partes interesadas tengan una voz equitativa en el proceso de planificación. *Si no se escucha adecuadamente las comunidades, existe el riesgo de que los proyectos generen oposición o afecten negativamente a las zonas involucradas.	Se agradece su comentario. Se tendrá en consideración para la redacción final del Plan. Sin embargo, en la medida 6 se aborda el dialogo y la participación de las comunidades, así como espacios de gobernanza territorial para enfrentar este tema. De la misma forma, en la medida 10, 12 y 13, relacionados con la planificación energética territorial, se abordan acciones para incorporar participación ciudadana en la planificación.
Academia y Centros de Investigación	Acción 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética	Está bien estructurada.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sociedad Civil y ONGs	Acción 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética	Ver comentario al Eje 1.	Gracias por su comentario.
Sociedad Civil y ONGs	Acción 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética	Ver comentario al Eje 1.	Gracias por su comentario.
	Acción 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética	La Acción 2 establece que el despliegue de la infraestructura energética en los territorios debe ser equilibrada con otros intereses del territorio en que se sitúa. Sin embargo, no menciona cuáles serán esos intereses, ni establece medidas particularmente dirigidas a determinarlos e incorporarlos en los procesos. Al respecto, es preciso integrar aquí medidas que consideren los impactos particulares sobre las comunidades locales, pueblos indígenas y otros grupos vulnerables, y establecer claramente cómo se equilibrarán estos proyectos con sus intereses y derechos, con especial énfasis en el cumplimiento de normas como el Convenio 169 de la OIT y el Acuerdo de Escazú.	Muchas gracias por su comentario. Esta materia se aborda a través de la planificación en la medida 10 del Plan definitivo y en la creación de espacios de diálogo y gobernanza territorial para la transición justa de entrada de proyectos de energía en la medida 6.
Sector Privado	Acción 3. Reforzamiento de la señal de localización para un crecimiento costo-eficiente de la infraestructura eléctrica	Alojar los costos en aquellos agentes que tengan capacidad de hacerlos mas eficientes? O que reciban mayores beneficios de la implementación de la infraestructura?	Muchas gracias por su comentario. Se considerará para la redacción de la versión final del Plan.
Academia y Centros de Investigación	Acción 3. Reforzamiento de la señal de localización para un crecimiento costo-eficiente de la infraestructura eléctrica	Promueve el crecimiento adaptado del sistema eléctrico, optimizando las inversiones en generación, almacenamiento y transmisión. La modernización de la tarificación de la transmisión es esencial para asegurar que los costos sean asumidos por los agentes más eficientes, mejorando la eficiencia global del sistema.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública...
Academia y Centros de Investigación	Acción 3. Reforzamiento de la señal de localización para un crecimiento costo-eficiente de la infraestructura eléctrica	El reforzar el crecimiento costo-eficiente es una accion buena e importante para la infraestructura electrica.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública...
Academia y Centros de Investigación	Acción 3. Reforzamiento de la señal de localización para un crecimiento costo-eficiente de la infraestructura eléctrica	Se podria excluir a ciertas regiones si no se consideran criterios de equidad territorial.	Gracias por su observación. Tanto la Medida 7 como la Medida 13 de la versión final del Plan incorporan, como elementos relevantes, los criterios de equidad territorial.
Academia y Centros de Investigación	Acción 3. Reforzamiento de la señal de localización para un crecimiento costo-eficiente de la infraestructura eléctrica	No queda muy claro el título, ¿Qué es señal de localización..?	Gracias por su comentario. En este contexto, el reforzamiento de la señal de localización a la que hace referencia su consulta se refiere a los criterios utilizados para asignar los costos de uso de la red eléctrica de manera más eficiente y equitativa, según el lugar y la forma en que cada usuario se beneficia de ella.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Otro	Acción 3. Reforzamiento de la señal de localización para un crecimiento costo-eficiente de la infraestructura eléctrica	Una opción es aumentar la transmisión, otra es aplanar la curva de carga con almacenamiento. No es necesario construir tanta línea de transmisión si se invierte estratégicamente en almacenamiento de largo plazo, como centrales de bombeo, adecuación de Embalses en serie hidráulica (como Colbún y Machicura) para operación en modo bombeo, o desaladoras para la extracción de H2 de agua de mar que solo funcionen en momentos de vertimiento de ERNC (con encadenamiento productivo, vendiendo el O2 igual, y sin devolver las sales al mar). Se habla de dar señales de localización, pero no se menciona el cambiar el procedimiento de reasignación de los recortes de energía renovable. Zonificar el proceso, en vez de que se realice a nivel nacional, daría más señales de inversión de centrales en zonas no congestionadas.	Gracias por su observación y participación en esta consulta pública. La versión final del Plan contempla perfeccionar las metodologías y modelos de planificación de la transmisión, con el fin de representar adecuadamente costos y beneficios de las alternativas, promoviendo una expansión más eficiente del sistema (medida N°14)
Sector Privado	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	Estas propuestas deben propender a agilizar el desarrollo de proyectos y no resultar en demoras mayores a las actuales. Por lo tanto, se solicita una revisión exhaustiva del funcionamiento y operatividad del Estudio de Franjas para garantizar que las soluciones propuestas en este Plan representen un aprendizaje de esta experiencia, es decir, que efectivamente tienda a la disminución de plazos y mayor eficiencia de tramitación.	Muchas gracias por su comentario. Esto se aborda en la medida 12 del Plan definitivo.
Sector Privado	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	Esta acción contiene las medidas con mayor potencial de impacto en la inversión y todo lo que esto conlleva para el país, como es la generación de empleo, desarrollo regional y alcanzar las metas de sostenibilidad. Sin embargo, para poder hacer este impacto algo concreto, las medidas de agilización de gestión y permisos, y la creación del concepto de Obras Estratégicas, debe ser tomado de manera transversal, para que los avances que se alcancen sean sistémicos y no sectoriales. Si este concepto se mantiene dentro del sector energía, es fundamental que al menos se extienda a generación y almacenamiento energético.	En consideración que las competencias de planificación del Ministerio de Energía se acotan al segmento de transmisión, esta medida se define en este ámbito.
	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	En el tiempo intermedio, dado el objetivo del plan de descarbonización en orden a "buscar alternativas que permitan reducir al mínimo posible los vertimientos de energía renovables", considerar otra opciones, como el fomento de un mercado de asignación y transferencia de vertimientos entre agentes.	Se agradece el comentario y la propuesta. Sin embargo, dada la eventual transición de un mercado centralizado y de costos auditados a un mercado de ofertas, la implementación de este tipo de medidas deberán requerir de un mayor análisis para conocer los impactos en la operación del mercado y en los precios para cliente final.
Sector Privado	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	3.- Si bien destacamos el concepto de "obra estratégica" (OÖEE) que se desarrolla en esta acción, el enfoque no parece satisfactorio. Más que establecer excepciones para algunas legislaciones específicas y permitir a la Autoridad Pública tramitar anticipadamente ciertos permisos -tal como ocurre en materia de obras públicas-, se sugiere establecer un marco jurídico de excepción, acotado temporalmente, inspirado en las "Planining Act 2008" y "Crossrail Act 2008" inglesas. Dicho marco jurídico de excepción podría incluir a lo menos los siguientes elementos: contenerse en una Ley, que posiblemente deba tramitarse como una LOC (1); establecer un mecanismo de selección de obras estratégicas con el más alto nivel de responsabilidad política -decreto supremo o inclusión de una primera nómina de proyectos seleccionados en las disposiciones transitorias de la ley- (2); establecer amplios poderes a la Administración para determinar las condiciones en que se ejecutarán estas obras, pudiendo imponer requisitos de orden ambiental u de otro tipo, que se concentren de manera indelegable en una Autoridad Política de alto nivel -Ministro- (3); excluir la aplicación del SEIA a estos proyectos (4); otorgarles compatibilidad territorial de pleno derecho (5); excluirlos de la necesidad de tramitar ciertos permisos -v. gr. municipales, forestales, concesiones marítimas- (6); concentrar el otorgamiento de los demás permisos y autorizaciones en un solo órgano -Ministro- (7); establecer un órgano jurisdiccional ad hoc -similar a la Comisión Arbitral- y que este órgano resuelva todas las materias referidas a estas obras estratégicas, incluida su eventual paralización o suspensión (8); que el rol de la SMA se acote a la fiscalización de otros instrumentos de gestión ambiental (v. gr. norma de ruido), pero que no pueda disponer la suspensión y paralización de las obras -sin perjuicio de que pueda coordinarse para que se soliciten ante el órgano que corresponda- (9); y, finalmente, que se establezcan procesos de participación ciudadana y consulta indígena con reglas especiales, permitiendo la impugnación del proceso únicamente en caso de vicios esenciales y relativos a normas procedimentales (10).	Se ajusta la medida para incorporarlo en los marcos existentes de planificación sectorial, considerando el contexto normativo vigente y en desarrollo, tales como la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales y el Proyecto de Ley de Aceleración de la Descarbonización.
Sector Privado	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	1.- Pág 42. Se declara: "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)." No obstante, que el objetivo sea reducir los vertimientos y congestiones no necesariamente va a representar un óptimo económico de la operación del sistema.	Se agradece su observación. Se considerará en la redacción de la versión final del Plan.
Sector Privado	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	2.- Respecto de la participación del Estado en la tramitación de las obras estratégicas, se solicita explicitar cuál será específicamente la participación del Estado, dejando claro qué queda a cargo del Estado y del adjudicado.	Se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, orientada a identificar, dentro de un conjunto de proyectos candidatos, aquellos que sean reconocidos como críticos para la descarbonización. A su vez, se considerará la creación de procedimientos de coordinación intersectorial permanente destinados a facilitar la gestión administrativa en torno a permisos ambientales y sectoriales, asegurando la coherencia y celeridad en los procesos.
Academia y Centros de Investigación	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	Esta acción es clave para acelerar la transición energética, fortaleciendo la infraestructura de transmisión y mejorando su planificación. Se busca optimizar el uso de energías renovables y reducir congestiones, agilizando permisos e incorporando criterios de resiliencia y sostenibilidad.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	buscar fortalecer la expansión de la transmisión esta genial.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	Me gusta ya que ayuda a garantizar que la energía renovable se pueda transportar a todo el país de manera segura. *Los procesos de planificación pueden ser lentos si no se agilizan los permisos y licencias necesarias.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	Muy bien esta acción.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	Ante los vertimientos de energías renovables producto de la limitada capacidad de transmisión y almacenamiento, sumado al cierre de centrales a carbón, es crucial impulsar inversiones e incentivos en almacenamiento de gas natural y otras fuentes renovables o de transición. En cuanto al almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías, se debe reparar acaso esta solución contribuye realmente a la descarbonización, considerando los costos asociados a la fabricación de baterías de litio y la gestión de residuos que se proyecta a futuro.	Agradecemos la observación planteada. Si bien la fabricación de baterías de litio y la gestión de sus residuos representan desafíos ambientales y económicos, este tipo de tecnología aporta de manera significativa a la descarbonización al permitir una mayor integración de energías renovables, flexibilizar la operación del sistema eléctrico y reducir la dependencia de fuentes fósiles. En este contexto, la versión final del Plan incorpora una medida orientada a generar herramientas y mecanismos de participación temprana, que permitan identificar y mitigar oportunamente los impactos sociales y ambientales de los proyectos que contribuyen a la transición energética, incluyendo a los sistemas de almacenamiento de energía.
Sector Privado	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	Reconocemos la importancia de abordar el desafío actual de capacidad de transmisión insuficiente para transportar la creciente inyección de generación renovable, especialmente solar. Sin embargo, consideramos que la solución no debe limitarse únicamente a invertir en más subestaciones y redes de transmisión. La Respuesta de la Demanda puede desempeñar un papel clave como complemento a estas inversiones. Por ejemplo, podría utilizarse para aumentar el criterio de seguridad del sistema, como el criterio n-1, permitiendo que usuarios dispuestos a reducir su consumo en caso de fallas contribuyan a incrementar la capacidad de flujo de electricidad sin comprometer la estabilidad del sistema. Esto no solo optimiza el uso de la infraestructura existente, sino que también ayuda a evitar o aplazar costosas inversiones en transmisión. Un ejemplo concreto de esta aplicación es el programa Load-Shed Service for Import (LSSI) en Alberta, Canadá. Este programa permite gestionar mayores flujos de electricidad a través de un interconector al contar con usuarios que reducen su consumo de manera rápida en caso de contingencias. De esta forma, se asegura la estabilidad del sistema mientras se aprovecha al máximo la capacidad de transmisión disponible. Recomendamos explorar y desarrollar mecanismos similares en Chile, ya que pueden ser una herramienta eficaz para enfrentar el desafío de transmisión en el corto plazo, mientras se planifican y ejecutan inversiones de mayor envergadura. Esto contribuiría a maximizar la integración de energías renovables en el sistema y avanzar hacia la carbono neutralidad de manera más eficiente y económica. Además de su aplicación para reducir la demanda en casos de fallas o contingencias, los recursos de Respuesta de la Demanda también pueden ser utilizados en situaciones más específicas, por ejemplo para aumentar la demanda en momentos específicos. Esta estrategia puede ser especialmente útil para evitar el desperdicio de generación renovable cuando la capacidad de transmisión es insuficiente para transportar toda la energía generada. Si el costo de desperdiciar energía renovable ("curtailment") es mayor que el costo de incentivar el aumento de la demanda, tiene sentido económico y operativo que el operador del sistema opte por esta última opción. Por ejemplo, se podrían desarrollar mecanismos donde usuarios ajusten temporalmente su consumo para absorber el exceso de generación renovable, maximizando así el aprovechamiento de esta energía limpia y mejorando la eficiencia del sistema.	Agradecemos la observación planteada. En este contexto, la versión final del Plan incorpora, específicamente en su medida 19, la propuesta de evaluar los costos, beneficios, barreras de entrada y condiciones habilitantes necesarias para fomentar la participación de la demanda en el mercado de Servicios Complementarios (SSCC). Esta evaluación contempla tanto aspectos legales —como la incorporación de figuras tales como agregadores o comercializadores— como aspectos técnicos y normativos que permitan viabilizar dicha participación de manera efectiva.
	Acción 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica	Se sugiere incorporar un proceso paralelo a la planificación de la transmisión para hacerse cargo de identificar restricciones que no lograrán ser cubiertas antes de la entrada de las obras de transmisión decretadas, proponiendo soluciones transitorias que permitan aliviar las restricciones de transmisión como automatismos de red, sistemas de control de flujo o aplicación de sistemas de capacidad dinámica de líneas ante distintas condiciones climáticas. En forma análoga a la medida 18, que incorpora el concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión, se requiere incorporar una medida que incorpore el concepto y metodología de "flexibilidad" en la transmisión. Esto permitiría implementar instrumentos y tecnología asociada a la flexibilidad de las redes (monitoreo de variables climáticas y elementos para implementación de capacidad dinámica de líneas).	Gracias por su observación. La versión final del Plan, específicamente en la medida 16, contempla el establecimiento de incentivos para mejorar el monitoreo de las redes de transmisión, así como la implementación de automatismos que permitan modificar los flujos de la red. El objetivo es avanzar hacia una gestión más eficiente de la infraestructura disponible entregando flexibilidad en la operación.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	Las tres medidas (Medidas #23, #24 y #25) incluidas en la Acción #5 están orientadas a la realización de nuevos estudios o a dotar de un nuevo enfoque al estudio de seguridad del Coordinador Eléctrico Nacional. Si bien estas medidas permitirán: (i) Detectar en forma anticipada problemas de seguridad de abastecimientos asociados al retiro de unidades de carbón; (ii) Evaluar desmejoras de índices de vulnerabilidad de infraestructura por eventos de cambio climático y; (iii) Evaluar la efectividad de medidas para balancear los trade off de seguridad, sustentabilidad y costos del sistema, es necesario complementar dichas medidas con acciones que hagan más eficiente la programación y operación de las unidades que utilicen GNL y que incentiven la extensión de la vida útil y permisos sectoriales asociados de la infraestructura que utilicen combustibles de transición. 1) Disminuir al rigidez operativa respecto al Gas Inflexible Bajo situaciones de estrechez energética, como eventos de sequía o disminución de energía disponible anual para la programación de la operación del SEN o indisponibilidad prolongada de unidades fósiles que provean energía en la base y presten servicios como ciclaje o encendido/apagado en intervalos cortos de tiempo, la regulación actual debe permitir la incorporación de barcos spot dentro de los volúmenes potencialmente inflexibles, durante todos los meses mientras se mantenga la condiciones sistémica de estrechez energética. Otra medida de permitiría un uso operacional más eficiente es habilitar que los volúmenes potencialmente inflexible no ocupados durante un trimestre por una empresa se puedan trasladar al siguiente trimestre dentro del mismo año. 2) Rol de facilitador del Ministerio de Energía para la extensión de permisos sectoriales de unidades que utilicen combustibles de transición y que sean necesarias para habilitar el cierre de carboneras En caso que los estudios indicados en las medidas #23, #24 Y #25 del Plan de Descarbonización, para las unidades identificadas como necesarias para mantener la seguridad y servicios de red en la operación del SEN para la ventana de los siguientes años, el Ministerio de Energía y los organismo del Estado atinentes al asunto, tendrán un papel de facilitador y de acompañamiento en la tramitación de los permisos medio ambientales y sectoriales que permitan extender la vida útiles de las unidades que utilicen combustibles de transición.	Se agradecen los comentarios y propuestas, efectivamente por decreto de racionamiento pueden hacerse excepciones como las solicitadas, por lo que las medidas propuestas en el punto 1 podrían evaluarse en el contexto de esta herramienta. Con respecto al punto 2 es algo que se se lleva a cabo mediante la unidad de acompañamiento de proyectos, propuestas relacionadas se sugieren canalizar por esa vía.
Sector Privado	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	1.- Pág 52. Se menciona: " 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" Es importante aclarar que esto no es lo ideal para los CC instalados, por lo que es importante que el plan reconozca la rigidez de las centrales a gas más eficientes, lo que vuelve necesario hacer inversiones para mejorarlas y extender las RCA de muchas, de lo contrario la ayuda del gas natural no durará mucho. Por eso es que es esencial contar con una fecha mínima en la que el gas no será retirado de la matriz. 2.- Se advierte la ausencia de alguna medida que permita evaluar la conveniencia de generar más redes de transporte de combustibles de transición, de manera de complementar el parque generador a gas actual. Tampoco se da una visión clara del rol del gas y hasta cuándo debe estar. Eso hace inviable las inversiones, lo que hará que sobre la marcha salten las necesidades, sin holgura de tiempo para ejecutarlas, poniendo en riesgo la seguridad del sistema. Además, otra medida ausente es la posibilidad de establecer interconexiones internacionales que brinden estabilidad al sistema y que a su vez permitan exportar la energía renovable sobrante. 2.-	Se agradecen los comentarios, con respecto a los puntos se puede indicar: 1) Actualmente el CEN dispone de la información de restricciones técnicas de operación, por lo que instruye la operación de acuerdo a los parámetros disponibles de las unidades generadoras. 2) Se evaluará mediante las medidas establecidas, actualmente se cuenta con redes de transporte de gas natural y que permiten importar gas desde Argentina, se debe revisar la conveniencia de robustecer estas redes y que puede ser resultado de los estudios mencionados en las medidas de esta acción. Si bien no está incorporado en el plan, si se han avanzado estudios y propuestas para lograr una mayor interconexión regional.
Academia y Centros de Investigación	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	El retiro o reconversión de unidades a carbón necesita señales e incentivos para garantizar una matriz eléctrica resiliente. La generación de gas natural es clave para asegurar energía continua y flexible, adaptándose a cambios y estabilizando la red. Es crucial contar con herramientas para identificar los requisitos tecnológicos e infraestructurales necesarios para mantener la seguridad y estabilidad del sistema ante la transición hacia energías renovables.	Muchas gracias por su comentario. Mencionar que, dentro de las medidas establecidas en la versión final del Plan se busca reconocer oportunamente los requerimientos tecnológicos y de infraestructura necesarios para mantener y mejorar los atributos de seguridad de la red frente al retiro de centrales a carbón.
Academia y Centros de Investigación	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	Sería importante la identificación continua y la seguridad también la fortaleza del sistema eléctrico	Muchas gracias por su comentario. La versión final del Plan contempla la evaluación e identificación del impacto del retiro de las centrales a carbón en el sistema (Nº1) . Además, cabe destacar que actualmente el CEN realiza evaluaciones periódicas, en línea con los principios de esta institución orientados a resguardar la seguridad de la operación y garantizar la operación más económica
Academia y Centros de Investigación	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	Es bueno, pero requiere constante monitoreo y actualizaciones, lo que puede aumentar los costos operativos.	Muchas gracias por su comentario. Actualmente el CEN realiza evaluaciones periódicas, en línea con los principios de esta institución orientados a resguardar la seguridad de la operación y garantizar la operación más económica
Academia y Centros de Investigación	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	Muy clara esta acción.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	Las tres medidas (Medidas #23, #24 y #25) incluidas en la Acción #5 están orientadas a la realización de nuevos estudios o a dotar de un nuevo enfoque al estudio de seguridad del Coordinador Eléctrico Nacional. Si bien estas medidas permitirán: (i) Detectar en forma anticipada problemas de seguridad de abastecimiento asociadas al retiro de unidades de carbón; (ii) Evaluar desmejoras de índices de vulnerabilidad de infraestructura por eventos de cambio climático y; (iii) Evaluar la efectividad de medidas para balancear los trade off de seguridad, sustentabilidad y costos del sistemas, es necesario complementar dichas medidas con acciones que hagan más eficiente la programación y operación de las unidades que utilicen GNL y que incentiven la extensión de la vida útil y permisos sectoriales asociados de la infraestructura que utilicen combustibles de transición. Adicionalmente, consideramos necesario incluir un detalle más específico en las siguientes materias: 1) Disminuir la rigidez operativa respecto al Gas Inflexible Bajo situaciones de estrechez energética, como eventos de sequía o disminución de energía disponible anual para la programación de la operación del SEN o indisponibilidad prolongada de unidades fósiles que provean energía en la base y presten servicios como ciclaje o encendido/apagado en intervalos cortos de tiempo, la regulación actual debe permitir la incorporación de barcos spot dentro de los volúmenes potencialmente inflexibles, durante todos los meses mientras se mantenga la condiciones sistémica de estrechez energética. Otra medida que permitiría un uso operacional más eficiente es habilitar que los volúmenes potencialmente inflexible no ocupados durante un trimestre por una empresa se puedan trasladar al siguiente trimestre dentro del mismo año.	Muchas gracias por su comentario. Por decreto de racionamiento pueden hacerse excepciones como las solicitadas, por lo que las medidas propuestas en el punto 1 podrían evaluarse en el contexto de esta herramienta.
Sector Privado	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	2) Rol de facilitador del Ministerio de Energía para la extensión de permisos sectoriales de unidades que utilicen combustibles de transición y que sean necesarias para habilitar el cierre de carboneras En el caso de los estudios indicados en las medidas #23, #24 y #25 del Plan de Descarbonización, para las unidades identificadas como necesarias para mantener la seguridad y servicios de red en la operación del SEN para la ventana de los siguientes años, se requiere que el Ministerio de Energía y los organismo del Estado atinentes al asunto tengan un papel de facilitador y de acompañamiento en la tramitación de los permisos medio ambientales y sectoriales que permitan extender la vida útiles de las unidades que utilicen combustibles de transición.	Muchas gracias por su comentario. Respecto a ello, comentar que es algo que se lleva a cabo mediante la Unidad de Acompañamiento de Proyectos, por lo que no forma parte del alcance de este Plan.
Sector Privado	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	Concordamos en que el proceso de retiro de centrales a carbón requerirá que la matriz de generación nacional cuente con centrales que otorgen flexibilidad y resiliencia, en donde el gas natural es un actor que contribuirá en dicha tarea. Sin embargo, es importante destacar que esta no será necesariamente la única forma para contribuir a la seguridad del sistema en la medida que se cuente con suficiente almacenamiento y generación renovable que emule el comportamiento de los generadores sincrónicos y se encuentre en condiciones de prestar servicios de red. En vista de lo anterior es fundamental avanzar lo antes posible en definir la normativa para implementar tecnologías basada en inversores (IBR Grid Forming) en línea con la última publicación del Coordinador Eléctrico Nacional en dicha materia (Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores Grid-Forming, octubre 2024)	Se agradece el comentario y la propuesta de relevar la importancia de avanzar en la normativa para la implementación de tecnologías Grid Forming. En este contexto, mencionar que en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos que se incorporarán a esta normativa. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo Grid Forming y Grid Following.
	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	En consideración a que, a nuestro juicio, se requiere incorporar el atributo de flexibilidad al Sistema Eléctrico Nacional en el proceso de descarbonización y transición energética., El concepto debe ser incluido en el título y alcance de la Acción 5. Se propone modificar el título de Acción 5 por "Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad, flexibilidad y fortaleza en el sistema eléctrico".	Muchas gracias por su comentario. Se considera en el título del eje 4 de la versión final del Plan.
Sector Privado	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	Considerando el horizonte a 2032, identificamos 4 desafíos emergentes que, sin acción, comprometerá la seguridad del suministro eléctrico. Estos desafíos son: 1. Suficientes recursos energéticos en la noche –A finales de 2030, debido al retiro de capacidad térmica firme, desafíos de seguridad de suministro emergerán. 2. Seguridad de suministro con variaciones de corto plazo – Los recursos térmicos capaces de responder a variaciones repentinas en la energía eólica son antiguos, caros, y producen emisiones excesivas. 3. Capacidad de Black Start – Primariamente en el norte, hay nodos con solo una central capaz de proveer el soporte a la red en el caso de un blackout. 4. Inercia y capacidad de cortocircuito – El retiro de centrales térmicas reduce la inercia total del sistema y la capacidad de cortocircuito localizada en cada nodo. Para la seguridad de la red, se debe tener en cuenta un estándar alto.	Es parte de los desafíos que se quieren abordar mediante este plan y el monitoreo continuo de los requerimientos del SEN que hace el Coordinador.
Academia y Centros de Investigación	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	Mejoramiento del metodo de trabajo	Gracias por el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Otro	Acción 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico	No queda claro el alcance de la Acción, ni sus impactos reales en la evolución de los sistemas eléctricos chilenos. No se plantea el como se deberán considerar las situaciones recientes en materia de operación de centrales a gas, las que han llevado a controversias sociales (GNL Inflexible) como a auditorías (Nehueno II). Una mayor operación de estas centrales generará más problemas como estos. Hay zonas que carecen de este tipo de centrales. ¿Por qué no apuntar la acción a la identificación de requerimientos de seguridad que permiten la habilitación o remuneración de centrales con tecnologías más caras, como la Geotermia y el Bombeo?	Muchas gracias por su comentario. Inicialmente la acción estableció un alcance relacionado con combustibles de transición que permitan la descarbonización y la identificación de requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico. El CEN tiene atribuciones para llevar a cabo auditorías que permitan identificar restricciones de operación y con esto dimensionar los recursos técnicos disponibles en el sistema. Con respecto al 3er punto se evaluarán los requerimientos mediante el estudio establecido en la medida 25 y los demás estudios que ya realiza el CEN
Sector Privado	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	En esta acción, se solicita evaluar la inclusión de una medida asociada a la implementación de un mercado de transacciones de recortes de generación, que permita a los actores gestionar de manera eficiente la aversión al riesgo que cada uno de ellos tiene respecto de esta variable.	Se agradece el comentario y la propuesta. Sin embargo, dada la eventual transición de un mercado centralizado y de costos auditados a un mercado mayorista, la implementación de este tipo de medidas deberán requerir de un mayor análisis para conocer los impactos en los clientes finales.
Sector Privado	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	Respecto a las medidas incluidas en las Acciones #6 y #7 es necesario que la descripción de las propuestas se fundamenten en estudios que demuestren su costo efectividad a nivel sistémico, entregar beneficios para la operación del sistema, los ahorros en el costo de operación diario/semanal/mensual y, especialmente, el aporte específico en la reducción de emisiones en la ventana de los próximos 10 años. No es posible evaluar la conveniencia de cada una de las medidas incluidas en el Plan de Descarbonización respecto a la reducción de emisiones sin tener en consideración las repercusiones en la conformación del mercado y las transferencias de rentas entre los distintos agentes participantes en el mercado. En línea con lo anterior, se solicita incluir referencia específica a análisis numéricos o estudios que permitan una evaluación completa de cada una de las medidas propuestas, en las distintas dimensiones donde dichas medidas tienen impacto.	Gracias por su observación y comentario. El detalle específico de cada medida no se encuentra dentro del alcance del Plan. Dichos aspectos deberán ser evaluados en el marco de su ejecución correspondiente.
Academia y Centros de Investigación	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	Este enfoque es esencial para permitir que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se adapte a los retos de la transición hacia una matriz energética más limpia y renovable. Integrar agentes que aporten flexibilidad es crucial para gestionar la variabilidad de las energías renovables y asegurar un sistema seguro y eficiente.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	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 sería bueno poder hacer accionar.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	Puede ser difícil implementar esta flexibilidad en el corto plazo debido a las limitaciones técnicas actuales.	Gracias por su observación y por el interés en participar en esta consulta pública. Coincidimos en los desafíos que implica incorporar atributos de flexibilidad en el sistema eléctrico. Por ello, la versión final del Plan contempla en su capítulo 4 una serie de medidas de corto, mediano y largo plazo orientadas a dotar al sistema de dichos atributos, especialmente en un contexto de alta penetración de energías renovables.
Academia y Centros de Investigación	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	Se ve bien.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	<p>Importancia de la flexibilidad en el sistema eléctrico</p> <p>La flexibilidad operativa del sistema eléctrico es un pilar fundamental para garantizar una transición energética exitosa hacia fuentes renovables. Dicha flexibilidad permite equilibrar, en tiempo real, la generación y el consumo de electricidad, asegurando la estabilidad de la red incluso con altos niveles de intermitencia provenientes de fuentes como la solar y la eólica. La integración efectiva de estas tecnologías requiere no solo de una planificación estratégica, sino también de un ajuste continuo en las prácticas operativas, favoreciendo la adaptación de los operadores de red y la incorporación de herramientas tecnológicas avanzadas.</p> <p>Experiencias internacionales, como el caso de California, han demostrado que sistemas eléctricos flexibles pueden integrar niveles elevados de energías renovables, reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero y fortaleciendo la seguridad energética. Estas estrategias no solo permiten gestionar nuevos patrones de curvas de cargas (por ejemplo, rampeo por entradas y salidas de energía solar, también conocida como “curva de pato”) sino también optimizar recursos y maximizar el uso de energía limpia mediante soluciones tanto del lado de la oferta como de la demanda.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>Es crucial destacar que la integración de energías renovables no depende únicamente de la capacidad de transmisión de la red, sino que está estrechamente vinculada a la capacidad operativa del sistema eléctrico. Aunque la infraestructura de transmisión desempeña un papel esencial en el transporte de electricidad, la clave para permitir una mayor penetración de renovables radica en la implementación de medidas que incrementen la flexibilidad operativa.</p> <p>Estas medidas pueden incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de mercados de servicios auxiliares: Permitir que tecnologías renovables y de almacenamiento provean servicios como regulación de frecuencia, control de voltaje y reserva operativa. • Modernización de sistemas de despacho y control: Integración de herramientas de predicción avanzada para recursos renovables y optimización del despacho horario y subhorario. • Fomento del almacenamiento energético: Incentivar el despliegue de baterías y otros sistemas de almacenamiento que permitan gestionar variaciones en la generación y la demanda. • Gestión activa de la demanda: Implementar programas de respuesta a la demanda que aplanen curvas de carga y reduzcan la necesidad de generación fósil en picos. <p>La discusión debe centrarse, por tanto, en diseñar políticas y regulaciones que promuevan soluciones operativas complementarias al desarrollo físico de la red. Solo mediante una visión integral que priorice la flexibilidad del sistema se podrá garantizar una transición energética que sea sostenible, eficiente y resiliente.</p>	<p>Gracias por su observación y comentario. El Eje 4 de este Plan contempla una serie de medidas orientadas a adecuar los distintos mercados —de energía, potencia y Servicios Complementarios (SSCC)— para facilitar la integración de tecnologías habilitantes en el proceso de descarbonización. Entre ellas, se incluye la adecuación del mercado de SSCC, con el objetivo de fortalecer los mecanismos técnicos y regulatorios para su definición, licitación y/o subasta. Asimismo, se considera la evaluación de costos, beneficios, barreras de entrada y condiciones habilitantes necesarias para incentivar la participación de la demanda en dicho mercado, mejorando así la prestación de servicios esenciales para enfrentar los desafíos de una matriz eléctrica descarbonizada.</p>
Sector Privado	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	<p>Respecto a las medidas incluidas, es necesario que la descripción de las propuestas se fundamenten en estudios que demuestren su costo efectividad a nivel sistémico, entregar beneficios para la operación del sistema, los ahorros en el costo de operación y el aporte en la reducción de emisiones. Es complejo evaluar la conveniencia de cada una de las medidas incluidas en el Plan de Descarbonización respecto a la reducción de emisiones sin tener en consideración las repercusiones en el sector eléctrico. En línea con lo anterior, se recomienda incluir referencias de estudios que permitan una evaluación de las medidas propuestas.</p>	<p>Gracias por su observación y comentario. El detalle específico de cada medida no se encuentra dentro del alcance del Plan. Dichos aspectos deberán ser evaluados en el marco de su ejecución correspondiente.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	<p>Importancia de la flexibilidad en el sistema eléctrico</p> <p>La flexibilidad operativa del sistema eléctrico es un pilar fundamental para garantizar una transición energética exitosa hacia fuentes renovables. Dicha flexibilidad permite equilibrar, en tiempo real, la generación y el consumo de electricidad, asegurando la estabilidad de la red incluso con altos niveles de intermitencia provenientes de fuentes como la solar y la eólica. La integración efectiva de estas tecnologías requiere no solo de una planificación estratégica, sino también de un ajuste continuo en las prácticas operativas, favoreciendo la adaptación de los operadores de red y la incorporación de herramientas tecnológicas avanzadas.</p> <p>Experiencias internacionales, como el caso de California, han demostrado que sistemas eléctricos flexibles pueden integrar niveles elevados de energías renovables, reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero y fortaleciendo la seguridad energética. Estas estrategias no solo permiten gestionar nuevos patrones de curvas de cargas (por ejemplo, rampeo por entradas y salidas de energía solar, también conocida como “curva de pato”) sino también optimizar recursos y maximizar el uso de energía limpia mediante soluciones tanto del lado de la oferta como de la demanda.</p> <p>Nuestra Propuesta Es crucial destacar que la integración de energías renovables no depende únicamente de la capacidad de transmisión de la red, sino que está estrechamente vinculada a la capacidad operativa del sistema eléctrico. Aunque la infraestructura de transmisión desempeña un papel esencial en el transporte de electricidad, la clave para permitir una mayor penetración de renovables radica en la implementación de medidas que incrementen la flexibilidad operativa.</p> <p>Estas medidas pueden incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de mercados de servicios auxiliares: Permitir que tecnologías renovables y de almacenamiento provean servicios como regulación de frecuencia, control de voltaje y reserva operativa. • Modernización de sistemas de despacho y control: Integración de herramientas de predicción avanzada para recursos renovables y optimización del despacho horario y subhorario. • Fomento del almacenamiento energético: Incentivar el despliegue de baterías y otros sistemas de almacenamiento que permitan gestionar variaciones en la generación y la demanda. • Gestión activa de la demanda: Implementar programas de respuesta a la demanda que aplanen curvas de carga y reduzcan la necesidad de generación fósil en picos. <p>La discusión debe centrarse, por tanto, en diseñar políticas y regulaciones que promuevan soluciones operativas complementarias al desarrollo físico de la red. Solo mediante una visión integral que priorice la flexibilidad del sistema se podrá garantizar una transición energética que sea sostenible, eficiente y resiliente.</p>	<p>Gracias por su observación y comentario. El Eje 4 de este Plan contempla una serie de medidas orientadas a adecuar los distintos mercados —de energía, potencia y Servicios Complementarios (SSCC)— para facilitar la integración de tecnologías habilitantes en el proceso de descarbonización. Entre ellas, se incluye la adecuación del mercado de SSCC, con el objetivo de fortalecer los mecanismos técnicos y regulatorios para su definición, licitación y/o subasta. Asimismo, se considera la evaluación de costos, beneficios, barreras de entrada y condiciones habilitantes necesarias para incentivar la participación de la demanda en dicho mercado, mejorando así la prestación de servicios esenciales para enfrentar los desafíos de una matriz eléctrica descarbonizada.</p>
	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	<p>A su turno, actualmente el Coordinador Eléctrico Nacional está llevando a cabo su proyecto de Despacho Automático de Unidades de Generación. El alto potencial que conlleva tener el control de la generación y el monitoreo en tiempo real de las principales variables de la red (como el flujo y capacidad dinámica de las líneas de transmisión) es una herramienta muy potente para maximizar la eficiencia del despacho con una operación dinámica y flexible. Por lo anterior, se solicita considerar como nueva medida a incorporar en la ACCIÓN 6 : "Generar procesos de operación dinámica y flexible de la red mediante el sistema de despacho automático del Coordinador Eléctrico Nacional, considerando distintas condiciones del sistema (día / noche /invierno / verano / norte / sur/ etc)"</p>	<p>Gracias por su observación. Dicha propuesta se encuentra en el marco de las modificaciones al Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico (DS 125), el cual introduce la automatización del despacho económico.</p>
	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	<p>Se solicita agregar una medida tendiente a realizar una auditoria técnica para garantizar la máxima flexibilidad operacional del parque térmico vigente previo a su desconexión, considerando el avance en tecnologías que permita al despacho eficiente contar con parámetros operacionales acorde a la flexibilidad requerida en el Sistema Eléctrico Nacional. En el caso de unidades térmicas a carbón, es fundamental contar con reducción en sus actuales mínimos técnicos. En el caso de unidades térmicas a gas de ciclo combinado, la experiencia de procesos de auditorías del Coordinador Eléctrico Nacional ha demostrado que este tipo de generación no requiere establecer restricciones de ciclajes, lo que debe verse reflejado en la operación del sistema.</p>	<p>Gracias por su observación y comentario. Sin embargo, la propuesta escapa del alcance del Plan.</p>
	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	<p>Por su parte, se debe otorgar, al menos, en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), herramientas al CEN que permitan dotar de mayor flexibilidad operacional a la red durante el proceso de descarbonización y transición energética. Para esto, una propuesta es incorporar el concepto de "Flexibilidad de Red" como atributo dentro de las definiciones que contempla la NTSyCS del mismo modo que se ha incorporado el concepto de "Seguridad de Servicio". De esta forma, propender a exigir a los Coordinados, en especial a las empresas transmisoras, que implementen medidas y tecnologías tendientes a dotar de mayor flexibilidad el Sistema Eléctrico Nacional.</p>	<p>Gracias por su observación y comentario. Los mecanismos para otorgar mayor flexibilidad al sistema de encuentran contemplados en la medida 19 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización.</p>
	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	<p>Por último, el proceso de descarbonización no debe estar asociado solo a la desconexión de las unidades de carbón, sino a desarrollar o impulsar mercados para apoyar la descarbonización. Para estos efectos, se solicita que el Ministerio incorpore medidas tendientes a descarbonizar los servicios complementarios, a partir de, por ejemplo licitaciones de corto/mediano plazo para la prestación de control de frecuencia u otros, de modo tal de gatillar inversiones en tecnologías renovables que puedan prestar estos servicios.</p>	<p>Gracias por su observación y sugerencia. La versión final del Plan incorpora, en la medida 19, la evaluación de los requerimientos de Servicios Complementarios (SSCC), con el objetivo de abordar las necesidades de mediano y largo plazo y, a partir de ello, generar señales eficientes para incentivar la inversión en nuevas tecnologías que contribuyan a acelerar la descarbonización. Estas prestaciones se materializarían mediante contratos de mediano y largo plazo, otorgando mayor certeza a los procesos de inversión.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	Para gestionar la incertidumbre y la eficiencia del sistema, es necesario definir las características tecnológicas que aportan la flexibilidad necesaria. Esta flexibilidad está presente tanto en las tecnologías de almacenamiento y en las plantas térmicas flexibles. ¿Qué significa térmica flexible? Estas plantas que operan con parámetros de flexibilidad como arranques rápidos (5 minutos) y múltiples al día, low min downtime, y alto poder de rampa. A su vez, estas plantas no poseen un costo adicional por ese ciclado, y al poseer alta eficiencia incluso en ciclo abierto (+47% eficiencia) o durante cargas parciales, contribuyen a una reducción de consumo de combustible y aprovechamiento de las renovables y baja de costos al sistema. Notar que esta tecnología también posee un beneficio adicional que es el bajo consumo de agua, y la capacidad de utilizar combustibles sustentables. Estas características permiten al sistema gestionar la incertidumbre en la previsión de las energías renovables asegurando cantidades adecuadas de capacidad firme y reducir las emisiones porque estas pueden iniciarse y detenerse rápidamente, asegurando que solo se generen cuando sea necesario. Para obtener más información al respecto, consultar la Sección 2 del Estudio adjunto de Wartsilä. Navigating the Energy Transition in Chile, a reliability-focused approach	Gracias por su observación y sugerencia.
Academia y Centros de Investigación	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	Se acuerdo	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Otro	Acción 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico	Dado que se proponen diversos mecanismos para la remuneración de nuevos SSCC y aspectos, se debe reevaluar completamente el sistema de tarificación y remuneración actual, para evitar una escalada de los costos sistémicos, como ha ocurrido con los SSCC actuales y los pagos laterales.	Gracias por su observación y propuesta. La versión final del Plan, en particular en su medida 19, considera la adecuación de los mercados de SSCC, la cual debe ser de forma progresiva a fin de mejorar los incentivos para que nuevos servicios respondan a los requerimientos técnicos, en el corto y mediano plazo de un sistema eléctrico bajo en emisiones, buscando incentivar una mayor competencia, habilitar la participación de nuevos actores e instalaciones renovables asegurando una operación eficiente del sistema.
Sector Privado	Acción 7. Perfeccionamiento de la conformación de precios en el mercado mayorista	Dado que las medidas relacionadas con esta Acción pueden generar impactos significativos en las rentas de los distintos actores del sistema, se sugiere que se disponga de elementos de juicio al mercado, en base a análisis cuantitativos, en donde se constate el efecto integral de las medidas propuestas.	Gracias por su observación. En efecto, las medidas propuestas en el Plan requieren contar con mecanismos de monitoreo y control de la competencia que dispongan de atribuciones suficientes para detectar y limitar eventuales ejercicios de poder de mercado por parte de los distintos actores. En este marco, la versión final del Plan incorpora una medida (N° 26) específica orientada a revisar y fortalecer la institucionalidad del sector en materia de monitoreo de la competencia.
Academia y Centros de Investigación	Acción 7. Perfeccionamiento de la conformación de precios en el mercado mayorista	La programación anticipada precisa es fundamental para una operación más segura y económica, especialmente con el retiro de centrales a carbón y la integración de energías renovables variables. Las medidas propuestas, que mejoran la exactitud de los precios y pronósticos en el mercado mayorista, son clave para reflejar con precisión las condiciones reales del sistema eléctrico y optimizar su funcionamiento.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 7. Perfeccionamiento de la conformación de precios en el mercado mayorista	la acción que se dice esta bien ya que sería más segura, confiable y económica a ante las variabilidades propias de la operación real.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 7. Perfeccionamiento de la conformación de precios en el mercado mayorista	Me gusta ya que ayuda a reflejar mejor los costos reales de la energía, incentivando el uso de tecnologías limpias. Pero si no se implementa correctamente puede generar aumentos en los precios para algunos consumidores.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Tanto esta, como todas las medidas del Plan serán adoptadas luego de un análisis fundado por parte de los organismos a cargo de su implementación, con el objetivo de minimizar potenciales riesgos para los consumidores finales.
Academia y Centros de Investigación	Acción 7. Perfeccionamiento de la conformación de precios en el mercado mayorista	Muy bien, una a de más en la segunda línea.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Acción 7. Perfeccionamiento de la conformación de precios en el mercado mayorista	Respecto a las medidas incluidas, es necesario que la descripción de las propuestas se fundamente en estudios que demuestren su costo efectividad a nivel sistémico, entregar beneficios para la operación del sistema, los ahorros en el costo de operación y el aporte en la reducción de emisiones. Es complejo evaluar la conveniencia de cada una de las medidas incluidas en el Plan de Descarbonización respecto a la reducción de emisiones sin tener en consideración las repercusiones en el sector eléctrico. En línea con lo anterior, se recomienda incluir referencias de estudios que permitan una evaluación de las medidas propuestas.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Efectivamente, tanto esta medida, como varias otras del Plan van de la mano de un análisis profundo respecto a los impactos que ellas puedan tener en la industria eléctrica. En ese sentido, por ejemplo, la medida N° 23 contempla la realización de un estudio específico de propuestas durante 2026.
Otro	Acción 7. Perfeccionamiento de la conformación de precios en el mercado mayorista	Se requiere mayor detalle y claridad en las medidas propuestas, ya que se pueden lograr de diversas maneras, ocasionando distintos impactos tanto en la operación del sistema y sus costos como en los procesos que realiza a diario el CEN, los que están amarrados a KPIs institucionales estrictos.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Efectivamente, tanto esta medida, como varias otras del Plan van de la mano de un análisis profundo respecto a los impactos que ellas puedan tener en la industria eléctrica y en el Coordinador Eléctrico Nacional. En ese sentido, por ejemplo, la medida N° 23 contempla la realización de un estudio específico de propuestas durante 2026.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Acción 8. Mejorar la competencia en el abastecimiento de clientes finales	Resulta necesario incorporar una medida adicional que considere incorporar sistemas de medición avanzados que permitan incorporar discriminación horaria de los consumos. Ello permitiría introducir tarifas con énfasis en la utilización de energías renovables. Adicionalmente ese tipo de medidores permitiría entregar información acerca del estado de la res en forma oportuna así como sobre el comportamiento del consumo.	Muchas gracias por su comentario. La acción 8 estaba orientada a entregar herramientas adicionales que maximicen la competitividad en el mercado de largo plazo, ya sea en las licitaciones de suministro para clientes regulados o a través de una mayor apertura de la información disponible para clientes libres. Así, si bien la propuesta contenida en la observación se orienta a entregar opciones de competencia en los clientes regulados, al desligarse de la herramienta de contratos de mercado de largo plazo y del mercado mayorista de energía queda fuera del alcance de este plan.
Academia y Centros de Investigación	Acción 8. Mejorar la competencia en el abastecimiento de clientes finales	Los contratos de suministro a clientes regulados han reducido la incertidumbre en los precios, favoreciendo la inversión en energías renovables y la competitividad. Sin embargo, la incertidumbre persiste debido a factores globales, y los largos plazos de los contratos pueden mantener precios altos. Los suministradores también enfrentan riesgos relacionados con pagos y demanda regulada.	Gracias por su comentario e interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 8. Mejorar la competencia en el abastecimiento de clientes finales	Me gusta que puedan ofrecer más opciones y mejores precios en el suministro de electricidad	Gracias por participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 8. Mejorar la competencia en el abastecimiento de clientes finales	Muy bien, necesaria para la Electromovilidad.	Gracias por participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Acción 8. Mejorar la competencia en el abastecimiento de clientes finales	Como comentario general, creemos que es fundamental garantizar tarifas competitivas para los clientes finales, asegurando la viabilidad de incorporar nuevas tecnologías renovables sin necesidad de incentivos o reglas que alteren la neutralidad tecnológica. Asimismo, se debe seguir aportando evidencia y análisis cuantitativo acerca de si la electrificación de los consumos finales es realmente la opción más eficiente y económica en comparación con los denominados combustibles de transición.	Muchas gracias por su comentario. La versión final del Plan considera en su medida N°24 establecer requisitos técnicos particulares según la prestación tecnológica de respaldo que esté presente en la oferta. En este punto es importante destacar que las tecnologías relacionadas a la licitación se posicionan teóricamente como un respaldo al cumplimiento de la energía comprometida. Así, proponer requerimientos técnicos en los procesos de licitación, para instalaciones que respalden la oferta de energía, resulta coherente.
Sector Privado	Acción 8. Mejorar la competencia en el abastecimiento de clientes finales	Si bien la medida no especifica cuales serán los artículos a modificar en la Ley General de Servicios Eléctricos, sería importante dar una señal clara respecto a la creación de la figura del comercializador de energía y del agregador de demanda. Esto entregaría mayor competencia en el abastecimiento de clientes finales, sobretudo de aquellos pertenecientes al segmento de clientes libres, considerando la reciente reducción de la potencia instalada necesaria para ser cliente libre a 300 kW	Muchas gracias por su comentario. Si bien la propuesta contenida en la observación se orienta a entregar opciones de competencia en los clientes, al desligarse de la herramienta de contratos de mercado de largo plazo y del mercado mayorista de energía queda fuera del alcance de este Plan y de las medidas que contiene.
Academia y Centros de Investigación	Acción 8. Mejorar la competencia en el abastecimiento de clientes finales	Entre mas clientes utilizan energías renovables mas facil es cumplir lo deseado	Gracias por participar de esta consulta pública.
Otro	Acción 8. Mejorar la competencia en el abastecimiento de clientes finales	Más información para los clientes finales es mejor. Se puede avanzar, además, en aún más detalle en los cargos explicitados en las boletas de la electricidad, haciendo más separación entre los elementos, como SSCC, congestiones en el sistema de transmisión, cargo a la distribuidora por concepto del VAD y por el de administración, por nombrar algunos.	Gracias por su comentario y sugerencia. La versión final del Plan considera una estructura más general, organizado en ejes temáticos que representan los principales ámbitos de acción, los que a su vez contienen medidas concretas a ser implementadas en un plazo establecido, eliminando la redacción de la acción 8. Sin perjuicio de lo anterior, el Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a la adecuación del actual segmento de distribución.
Sector Privado	Acción 9. Modernización de los mercados de servicios complementarios y potencia en la señal de largo plazo	El diagnóstico de la Estrategia de Flexibilidad no fue acertado, es más, lo que se conversó en su minuto es que se necesitaba flexibilidad y que esto podía ser considerado un SSCC. Sin embargo, las restricciones impuestas por la autoridad de la época, no permitieron evaluar nuevos cobros y se buscó pedir más y mejores servicios a las mismas unidades que hoy están operando, intentando redistribuir el mercado de la potencia.	Gracias por su observación. Se considerará para la redacción de la versión final del Plan.
Academia y Centros de Investigación	Acción 9. Modernización de los mercados de servicios complementarios y potencia en la señal de largo plazo	El objetivo es lograr un mercado más eficiente, adaptado a la generación distribuida y las energías renovables, mejorando la competencia y la respuesta a la variabilidad. También se destaca la importancia de establecer reglas claras en el mercado de potencia para fomentar inversiones en tecnologías habilitantes para la transición energética.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 9. Modernización de los mercados de servicios complementarios y potencia en la señal de largo plazo	Buena acción para seguir modernizando los mercados de servicios complementarios y potencial en la señal de largo plazo	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 9. Modernización de los mercados de servicios complementarios y potencia en la señal de largo plazo	Puede ser complicado implementar rápidamente debido a la necesidad de actualizar la infraestructura existente y la complejidad de los mercados.	Gracias por su comentario. Efectivamente existen desafíos para la implementación de adecuaciones y mejoras en el mercado de SSCC por lo que la versión final del Plan, en particular, en la medida 19, se releva el requerimiento de una transformación progresiva el diseño del mercado, a fin de mejorar los incentivos para que nuevos servicios respondan a los requerimientos técnicos, en el corto y mediano plazo de un sistema eléctrico bajo en emisiones.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Acción 10. Habilidad y robustecimiento de instrumentos de precio al carbono para incentivar un mercado de descarbonización en la economía	Es necesario el robustecimiento de estos instrumentos, para que logren alcanzar el objetivo de mitigar y desplazar la generación intensiva en carbono por plantas de bajas o nulas emisiones. La actual figura impositiva a emisiones contaminantes no ha logrado ser un instrumento correctivo. Si bien la reciente resolución 149 del CDE del 2023 vino a corregir temporalmente el problema del prorrato que afectaba a generadoras de energía limpia, es necesario que la Ley sea modificada en esta misma línea, para eliminar de manera permanente la compensación que la generación de energía limpia le hace a la generación de energía de mayor emisión.	Se agradece su comentario. La acción busca justamente aportar en la línea de lo señalado.
Sociedad Civil y ONGs	Acción 10. Habilidad y robustecimiento de instrumentos de precio al carbono para incentivar un mercado de descarbonización en la economía	Es fundamental establecer un calendario y precio al carbono de carácter explícito. Ya van muchos documentos de Minenergía, incluyendo la estrategia de hidrógeno verde, que no incorporan con claridad el precio, ni potencial calendario. Este debería fundarse en los precios sociales de MIDESO, o bien las recomendaciones de la FMI. Es absurdo no citar estas recomendaciones en plena década decisiva de cambio climático.	De acuerdo con su observación. La Medida 3 de la versión definitiva del Plan plantea una Mesa de trabajo para la revisión del impuesto a las emisiones en fuentes fijas, liderada por el Ministerio de Hacienda junto al Ministerio de Energía y Ministerio del Medio Ambiente, con el fin de abordar la materia observada.
Sector Privado	Acción 10. Habilidad y robustecimiento de instrumentos de precio al carbono para incentivar un mercado de descarbonización en la economía	Se podrían incluir medidas a fin de promover que organismos públicos utilicen energías renovables y limpias, facilitando las compras coordinadas o grandes compras, pasando desde una lógica "administrativa" (organizada dentro de un ministerio), a una "territorial" (agrupando distintos servicios públicos que se encuentren en un mismo sector o barrio). Lo anterior, no solamente a fin de conseguir ahorros en precios, sino que aumentar el uso de energías limpias.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. El foco es este plan está en la habilitación de la descarbonización del sector generación eléctrica; sin embargo, este comentario está incluido en otros instrumentos del Ministerio de Energía.
Academia y Centros de Investigación	Acción 10. Habilidad y robustecimiento de instrumentos de precio al carbono para incentivar un mercado de descarbonización en la economía	Destaca la importancia de complementar las acciones previas con instrumentos económicos destinados a mitigar y compensar las emisiones de gases de efecto invernadero. Al implementar estos instrumentos, se pueden redirigir recursos hacia tecnologías que reduzcan las emisiones, lo que mejora su competitividad frente a alternativas que no internalizan los costos ambientales.	Se agradece su comentario. La medida 3 de la versión definitiva del Plan aborda este desafío y oportunidad.
Academia y Centros de Investigación	Acción 10. Habilidad y robustecimiento de instrumentos de precio al carbono para incentivar un mercado de descarbonización en la economía	Es una acción importante e interesante.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Acción 10. Habilidad y robustecimiento de instrumentos de precio al carbono para incentivar un mercado de descarbonización en la economía	La implementación de un precio al carbono puede ser desafiante, especialmente si no se cuenta con una regulación clara o una estructura adecuada para medir las emisiones de forma justa.	Gracias por su observación. Concordamos con ella y es parte de los desafíos a abordar en el proceso de implementación.
Otro	Acción 10. Habilidad y robustecimiento de instrumentos de precio al carbono para incentivar un mercado de descarbonización en la economía	Se deben reordenar las medidas, pasando la 43 adelante de la 41, de forma que narrativamente se comprenda de buena forma la acción en su conjunto. Por otro lado, varias medidas, dada su relevancia y simpleza, deberían adelantarse para este año.	Gracias por su observación y sugerencia.
Sector Privado	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	No se explicita cómo serán valorados en el pago por potencia los atributos de seguridad y suficiencia, ni cómo la planificación de la transmisión puede recoger estos atributos para diseñar la red del futuro.	La remuneración de los atributos de flexibilidad no son atingentes a esta medida. La revisión de una adecuación en la remuneración por potencia de suficiencia es abordada en la medida 25 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización, mientras que las iniciativas ligadas a la planificación corresponden a aquellas medidas contenidas en el Eje 2.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Se indica "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." Al respecto, se solicita explicitar de qué forma la norma de emisiones dotará, o podría dotar, de mayores atributos de seguridad y suficiencia al SEN.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sociedad Civil y ONGs	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	No recomendamos mencionar el amoníaco como una opción de reconversión a mediano-largo plazo. Lo anterior, por las siguientes razones: 1. Eficiencia energética: Entendiendo que se refiere a amoníaco verde, implicaría que parte de la generación de energías renovables debería destinarse a producir H2V y luego amoníaco. Luego, ese amoníaco se volvería a usar para generar electricidad. Este proceso es muy ineficiente. Es recomendable usar las energías renovables directamente para producir electricidad, y buscar flexibilidad a través de gestionar la demanda y/o usar almacenamiento. 2. Emisiones de óxidos de nitrógeno: La combustión de amoníaco puede generar emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx), que son contaminantes atmosféricos con impactos negativos en la salud y el medio ambiente. 3. Seguridad: El amoníaco es un gas tóxico y corrosivo, lo que implica riesgos para la salud y la seguridad de los trabajadores y las comunidades cercanas a las plantas.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	1. En esta medida se indica que para "incentivar la reconversión, la norma dotará de mayores atributos de seguridad y suficiencia al SEN", pero no se explica cómo se verán reflejados estos atributos en la Norma, ni cómo se incluirán estos atributos en el sistema, ni tampoco cómo este instrumento puede dotar de los atributos de seguridad y suficiencia al SEN.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	2. Este párrafo podría incorporar cambios al DS13 donde algunas centrales no podrían cumplir y esto sería una contradicción con el plan que apunta al 2040 como la salida o reconversión del carbón. 3. Explicar cómo se relaciona esta medida con el proceso en curso de revisión de esta norma.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	En los antecedentes presentados al Comité Operativo Ampliado que se encuentra revisando el DS 13, se ha identificado que el DS 13 vigente establece medidas obsoletas dado que restringen la flexibilidad de unidades térmicas asumiendo que estas operan en base. Históricamente, los límites de emisión para centrales a nivel internacional fueron definidos como concentración de contaminantes en el aire de la chimenea. Sin embargo, la emisión efectiva de contaminantes a la atmósfera está dada por: Emisión de contaminantes (mg/h)=concentración en la chimenea (mg/m ³)*tasa de salida (m ³ /h) Entender la dinámica de concentración en chimenea versus emisión efectiva de contaminantes es fundamental. La tasa de salida de aire de la chimenea depende del nivel de operación de la central: si la central opera a una carga mayor, el flujo de aire es mayor. En un contexto donde las centrales térmicas operaban a carga constante en base, el flujo de aire era también constante, por lo que la concentración de contaminantes en la chimenea era un buen indicador de la emisión de contaminantes. Actualmente, las centrales operan de forma más variable y flexible que antes, con diferentes niveles de operación a lo largo del día. Esto hace que la tasa de salida de aire (o flujo) también fluctúe durante el día. Esta fluctuación se evidencia en las siguientes figuras que consideran datos de emisiones reportados por la Superintendencia de Medio Ambiente. Es por esto que la medición de concentración de contaminantes en la chimenea ya no basta para cuantificar las emisiones efectivas de contaminantes que se emiten a la atmósfera. La emisión de contaminantes en unidades térmicas operando en régimen debiera considerar no solo la concentración de los contaminantes de interés (mg/m ³ N), sino también el flujo (m ³ /hora). Luego, se sugiere que la revisión de la norma de emisiones considere límites en función de las emisiones efectivas y que permitan una operación flexible y ambientalmente sostenible de las unidades térmicas y permitir una transición energética ordenada.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	Se indica “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.” Al respecto, se solicita explicitar de qué forma la norma de emisiones dotará de mayores atributos de seguridad y suficiencia al SEN.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sociedad Civil y ONGs	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	Involucramiento del sector privado y dueños de infraestructura energética: La descarbonización que el Estado de Chile busca alcanzar al 2030 debe incluir, por parte del sector privado involucrado, un plan de cierre claro, público y concreto sobre el destino de la infraestructura actual. Así, las empresas deberían incluir medidas respecto a las y los trabajadores, la restauración ambiental y los pasivos ambientales, el uso o reconversión de la infraestructura, y las medidas asociadas a plazos claros. Esto se debe enfocar en cada infraestructura y no a una empresa a modo general	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	Estos nuevos atributos de seguridad y suficiencia, como serán valorados en el reconocimiento del pago por potencia. Adicionalmente, como la planificación de la transmisión puede recoger estos atributos para diseñar la red del futuro?	La remuneración de los atributos de flexibilidad no son atingentes a esta medida. La revisión de una adecuación en la remuneración por potencia de suficiencia es abordada en la medida 25 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización, mientras que las iniciativas ligadas a la planificación corresponden a aquellas medidas contenidas en el Eje 2.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	En los antecedentes presentados al Comité Operativo Ampliado que se encuentra revisando el DS 13, se ha identificado que el DS 13 vigente establece medidas obsoletas dado que restringen la flexibilidad de unidades térmicas asumiendo que estas operan en base. Históricamente, los límites de emisión para centrales a nivel internacional fueron definidos como concentración de contaminantes en el aire de la chimenea. Sin embargo, la emisión efectiva de contaminantes a la atmósfera está dada por: Emisión de contaminantes (mg/h)=concentración en la chimenea (mg/m ³)*tasa de salida (m ³ /h) Entender la dinámica de concentración en chimenea versus emisión efectiva de contaminantes es fundamental. La tasa de salida de aire de la chimenea depende del nivel de operación de la central: si la central opera a una carga mayor, el flujo de aire es mayor. En un contexto donde las centrales térmicas operaban a carga constante en base, el flujo de aire era también constante, por lo que la concentración de contaminantes en la chimenea era un buen indicador de la emisión de contaminantes. Actualmente, las centrales operan de forma más variable y flexible que antes, con diferentes niveles de operación a lo largo del día. Esto hace que la tasa de salida de aire (o flujo) también fluctúe durante el día. Esta fluctuación se evidencia en las siguientes figuras que consideran datos de emisiones reportados por la Superintendencia de Medio Ambiente. Es por esto que la medición de concentración de contaminantes en la chimenea ya no basta para cuantificar las emisiones efectivas de contaminantes que se emiten a la atmósfera. La emisión de contaminantes en unidades térmicas operando en régimen debiera considerar no solo la concentración de los contaminantes de interés (mg/m ³ N), sino también el flujo (m ³ /hora). Luego, se sugiere que la revisión de la norma de emisiones considere límites en función de las emisiones efectivas y que permitan una operación flexible y ambientalmente sostenible de las unidades térmicas y permitir una transición energética ordenada.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	Se indica "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." Al respecto, se solicita explicitar de qué forma la norma de emisiones dotará de mayores atributos de seguridad y suficiencia al SEN.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	1.- Se menciona el uso de amoníaco verde como combustible de transición, pero considerando que el plan tiene una duración de 5 años, ¿qué tan factible es poder utilizar este tipo de combustibles a gran escala? Se han evaluado los requerimientos logísticos para poder hacer realidad la reconversión tecnológica (e.g. gasoductos)? Por otro lado, la norma de emisiones debe hacerse cargo de que si no hay incentivos reales para la reconversión, como plazos mínimos de permisos de operación y ayuda en la concreción de los permisos ambientales/sectoriales, puede transformarse en una descarbonización por "secretaría" para las unidades de carbón en funcionamiento y no será más que letra muerta para la reconversión tecnológica de estas unidades. Es necesario tener en consideración que el desarrollar infraestructura de transporte de combustible necesaria para la reconversión tecnológica tiene sus desafíos de por sí, por lo que, este eje debiese estar sustentado con incentivos/certezas para el desarrollo público-privado de infraestructura de transporte de combustibles bajos en emisiones.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	2.-¿Qué modificación se plantea hacer a la norma técnica para incluir atributos de seguridad y suficiencia? Esta medida no es clara sobre cómo se abordarán los problemas; además, es importante considerar que esta norma hoy está en revisión y se ha visto que no recoge las particularidades de las máquinas hoy en operación, tampoco considera los tiempos de ejecución de las inversiones necesarias para adaptarse a los requerimientos de la norma, ni menos para evaluar una reconversión tecnológica que no cuenta con certezas regulatorias para su ejecución (no se sabe cuánto tiempo podrán operar las centrales reconvertidas), ni si se podrán obtener los permisos ambientales/sectoriales necesarios para realizar las modificaciones.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	3.-Falta mencionar qué visión se tiene sobre el rol del gas natural (en términos de plazo para su retiro del sistema), de modo que los agentes tengan certeza y vean si vale la pena convertir unidades a gas natural. En este sentido, se podría convertir unidades de punta de diésel a gas en un tiempo razonable, siempre que haya acceso a suministro, bajando las emisiones del sistema, sobre todo considerando que al salir el carbón puede que se requiera más operación de estas unidades de punta.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	4.- Pág 29. Se declara: "Para incentivar la reconversión, la norma dotará de mayores atributos de seguridad y suficiencia al Sistema Eléctrico Nacional". Al respecto, solicitamos aclarar la relación entre los incentivos a la reconversión y los mayores atributos de seguridad y suficiencia que se dotarán vía norma de emisiones. Solicitamos aclarar cómo se materializarán los. mayores atributos de seguridad y suficiencia al SEN.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	5.-Se podría establecer un periodo de exención de cumplimiento de la norma de emisión a las centrales que se reconvirtan y luego un periodo de transición en que se otorgue mayor laxitud para cumplir con los parámetros, de manera de hacer económicamente viable la reconversión de estas unidades.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	6.-Se menciona que el Decreto Supremo 50 fue firmado con las empresas propietarias de centrales a carbón. Se solicita aclarar que el Decreto 50 no fue firmado con las empresas propietarias de centrales a carbón, sino con un número determinado de centrales. Se solicita enumerarlas y mencioarlas.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	No es claro el vínculo entre una actualización de la norma de emisiones con otorgar al sistema de mayores atributos de seguridad y suficiencia. Se sugiere aclarar vínculo entre ambas iniciativas, o bien centrarse solamente en la actualización de la norma	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	Se deben implementar incentivos financieros y técnicos para atraer inversión y fomentar la innovación en tecnologías de bajas emisiones. Esta medida tiene un gran potencial para impulsar la descarbonización y fortalecer la resiliencia social y económica, consolidando el liderazgo de Chile en la transición energética global.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	la medida esta bien explicada ya que puede servir mucho para los centro de carbon para hacer la conversion.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Promueve la reconversión productiva, lo que puede generar nuevos empleos y oportunidades en sectores más sostenibles. La actualización de la norma podría enfrentar oposición de algunas empresas del sector termoeléctrico, especialmente si los costos de implementación son altos.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Academia y Centros de Investigación	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	Buena medida, se espera que se cumpla en los tiempos y que esté a corde lo estipulado en esta medida.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	3) Pag 28. Es crucial esclarecer los plazos para la implementación de la producción de amoníaco verde en Chile, así como identificar quién será responsable de financiar los proyectos necesarios para transformar la infraestructura actual y permitir el uso de este combustible. Se debe mantener un enfoque realista respecto a lo proyectado en los planes gubernamentales sobre hidrógeno verde y sus derivados, con el fin de asegurar que la descarbonización sea efectiva y no se utilicen recursos en tecnologías que, en la actualidad, no generan resultados financieros en países desarrollados. Hasta la fecha, todos los documentos públicos relacionados con el hidrógeno verde carecen de análisis numéricos de costos y por tanto de impacto en los consumidores finales.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	4) Es de relevancia que se asegure que la versión final de la actualización del DS13/2011 establezca que los límites de emisiones de centrales reconvertidas para el uso de gas natural se mantengan dentro de los límites del combustible original hasta completar la reconversión y que posteriormente se cuente con un plazo transitorio para las emisiones de la unidad hasta que se alcance el nivel de emisiones máximo usando gas natural, acorde a la actualización de la normativa. Otro aspecto a considerar es el límite de emisiones cuando una unidad reconvertida se despacha por requerimiento de suficiencia de abastecimiento de la demanda o seguridad sistémica.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	2) Teniendo esto en cuenta que la flexibilización de unidades generadoras a gas natural puede considerarse como una de las mejores tecnologías disponibles en el corto plazo, para avanzar de manera más armónica en el proceso de transición energética, ya que esta es costo-eficiente, permite una mayor integración de energía renovables sin comprometer la seguridad del suministro, y contribuye a reducir emisiones de gases de efecto invernadero, se solicita que la revisión de la norma de emisiones considere adecuadamente requerimientos que permitan una operación flexible y ambientalmente sostenible de las unidades a gas natural.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	1) En esta medida falta mencionar qué visión se tiene sobre el rol del gas natural, de modo que los agentes tengan certeza y vean si resulta conveniente convertir unidades a Gas Natural. En este sentido, se podría convertir unidades de punta de diésel a gas en un tiempo razonable, siempre que haya acceso a suministro, bajando las emisiones del sistema, sobre todo considerando que al salir el carbón puede que se requiera más operación de estas unidades de punta.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	5) Pág. 29. Por último, no se identifica referencia a cómo se asegurará - en el corto plazo- la robustez en generación al salir de operación las centrales a carbón.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sociedad Civil y ONGs	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	Ver comentario al Eje 1.	Gracias por su comentario.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	2. Adicionalmente, falta aclarar diversos aspectos en la medida propuesta: - Se señala en la página 29, que "Para incentivar la reconversión, la norma dotará de mayores atributos de seguridad y suficiencia al Sistema Eléctrico Nacional". Al respecto, solicitamos aclarar: 1) la relación entre los incentivos a la reconversión y los mayores atributos de seguridad y suficiencia que se dotarán vía norma de emisiones; y 2) Aclarar cómo se materializarán los. mayores atributos de seguridad y suficiencia al SEN.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	3. Se menciona que el Decreto Supremo 50 fue firmado con las empresas propietarias de centrales a carbón. Al respecto se solicita aclarar en la redacción que el Decreto 50 no fue firmado con las empresas propietarias de centrales a carbón, sino con un número determinado de centrales. Se solicita enumerarlas y mencionarlas.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sector Privado	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	1. Es importante considerar que la norma mencionada se encuentra en proceso de actualización, por lo que aún no se cuenta con una norma aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y con toma de razón por parte de Contraloría.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sociedad Civil y ONGs	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	Ver comentario al Eje 1.	Gracias por su comentario.
	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	Esta medida hace referencia al DS 13/2011, que es la norma de emisiones para centrales termoeléctricas. En particular, se indica lo señalado a continuación: "Para incentivar la reconversión, la norma dotará de mayores atributos de seguridad y suficiencia al Sistema Eléctrico Nacional". En virtud de lo anterior, no queda clara la compatibilidad del instrumento "norma de emisiones" con los atributos que debe tener el sistema. Asimismo, no es directa la relación indicada en el punto anterior con el borrador sometido a consulta pública, por lo que se solicita aclarar si se someterá una nueva versión a consulta pública.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Otro	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	La medida debe ir enfocada en reducir los contaminantes, aumentando los controles y fiscalizaciones. Se solicita que se explicita en este documento qué materias y elementos se desean actualizar, y qué cambios se harán a ellos.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
Sociedad Civil y ONGs	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	<p>El proyecto definitivo de norma de emisión para centrales termoeléctricas enviado al Comité de Ministros para la Sustentabilidad establece en su artículo 4 transitorio que "Las fuentes emisoras que utilicen combustible sólido y que informen su reconversión, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 12; tendrán un límite de emisión de NOX de 350 mg/Nm³, a contar desde el cumplimiento del plazo señalado en el literal a) del artículo 6 hasta el 31 de diciembre de 2038" (https://planesynormas.mma.gob.cl/archivos/2025/proyectos/PD-CMSyCC.pdf)</p> <p>Este transitorio está orientada a validar y privilegiar la tecnología de cocombustión – carbón amoníaco propuesto por la empresa Guacolda Energía, pues al proyectar su operación y analizar su concentración de emisiones se observa que las centrales 1 2 y 3 quedaban fuera del límite máximo de emisión de 200 mg/Nm3 para NOx, señalado en el artículo 12.</p> <p>Además de facilitar una tecnología que perpetúa la quema de carbón en la generación eléctrica, la mayor emisión de NOx es ambientalmente muy dañino, ya que, entre otros efectos, pueden producir lluvia ácida, smog, ozono troposférico, y afectaciones sobre la salud de las personas.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La inhalación de NOx puede causar inflamación de las vías respiratorias, lo que lleva a problemas respiratorios y daño pulmonar. • La exposición prolongada a altos niveles de NOx puede agravar enfermedades cardíacas y aumentar el riesgo de infecciones pulmonares. • Contribuye a la formación de ozono troposférico, que puede irritar los ojos y los pulmones, empeorando las condiciones respiratorias existentes. <p>El proyecto definitivo de norma de emisión perpetúa la quema de carbón mediante co-combustión, y motiva a que otras empresas como AES (en las unidades Cochrane 1 y 2, que operan en Mejillones), Colbún (con la Central Santa María, que opera en Coronel) y las centrales Ventanas 3 y 4 recientemente adquiridas por nuevos dueños, adopten también la co-combustión carbón y amoníaco, dado que los estándares que establece el Ejecutivo son un claro incentivo para ello.</p> <p>Proponemos actualizar la medida N°1 e incorporar la revisión de la norma de emisión para eliminar el Artículo 4 transitorio, de lo contrario, la norma será un habilitante para mantener la quema de carbón en la generación eléctrica hasta el año 2038, siendo contrario a las metas y políticas climáticas nacionales e internacionales.</p>	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.
	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	Como se mencionó en las observaciones generales, esta Medida propone incentivar el "uso de combustibles bajos en emisiones, incluyendo el rol del gas natural en el corto plazo y el uso de amoníaco verde en el mediano-largo plazo, aportando al desarrollo sostenible de nuestro sector". Al respecto, no se provee ninguna una justificación clara que sustente el uso del gas natural como medio de transición a corto plazo. Un reporte del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente no recomienda y, de hecho, desaconseja el uso del gas natural como combustible de transición particularmente para América Latina y el Caribe. Aquello justificado primero, en que se requiere casi la misma inversión de capital que otras alternativas. Segundo, en términos de reducción de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) la diferencia es sustancial respecto del escenario de uso exclusivo de energías renovables. Al respecto, el uso de Gas Natural como medio de transición, en el largo plazo permite reducir las emisiones solo en un 20% para el 2050, mientras que el uso exclusivo de energías renovables permite una reducción del 75% al 2050. Finalmente, se ha observado que la extracción de gas natural libera GEI, principalmente metano, y tiene un potencial de calentamiento 86 veces superior al del CO2, por lo que fomentar su uso para generación energética tiene como impacto indirecto la emisión de metano para conseguirlo. Por lo tanto, es preciso que se evite el uso de gas natural como combustible de transición y como alternativa en recambio energético.	La actualización de la NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ya fue aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo que la medida se elimina y queda en el contexto del Plan, específicamente en el numeral 3.2 referido a Transición Energética y Desarrollo Sustentable.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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)	<p>Actualmente existe un desfase entre la generación y la transmisión, lo que ha derivado en eventos de congestión constantes en el sistema eléctrico. De esta forma, este plan fomenta en varias de sus medidas el fortalecimiento de la planificación con enfoque territorial y la vinculación de dicho proceso con la planificación de la transmisión. A partir de lo anterior, consideramos necesario precisar las siguientes materias:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se requiere otorgar mayores certezas en cuanto a la vinculación entre la Evaluación Ambiental Estratégica y el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Esta medida no otorga certeza respecto de si estos instrumentos de planificación energéticas sometidos a EAE efectivamente acelerarán y disminuirán la incertidumbre en la gestión ambiental de proyectos en el SEIA. • La evaluación del SEIA es específica y particular para cada proyecto, por lo que se debe evaluar si ubicar los proyectos en zonas o franjas planificadas con EAE es suficiente para exceptuarse del sistema de evaluación. Además, no queda claro si la presunción de no tener impactos significativos faculta al titular del proyecto de transmisión de eximirse de ingresar mediante DIA, considerando que por dicho instrumento ingresan proyectos que no generan impactos significativos. Tampoco se especifica cómo esto se vincula con las metas nacionales relacionadas al cambio climático. • La consulta de pertinencia tiene como objeto determinar si un proyecto debe o no ingresar al SEIA. Si se establece una presunción legal de que los proyectos no generan impactos significativos, la consulta de pertinencia pierde relevancia, ya que el análisis de tipología lo puede llevar a cabo el titular. • No hay certeza sobre la modificación del Reglamento del SEIA ni sobre la compatibilidad de esta medida con las leyes N°19.300 y N°21.595. • En caso de que el proyecto dé lugar a efectos adversos imprevistos significativos, se propone someter los proyectos a un procedimiento simplificado de evaluación ambiental. No se identifica cuál es este procedimiento simplificado y tampoco la metodología para determinar si un proyecto dará lugar a efectos imprevistos, ya que, por su naturaleza, debiesen ser previsibles. • No se indica si procede o no el procedimiento de Consulta Indígena y participación ciudadana en la evaluación del proyecto particular en caso de que la EAE lo haya contemplado. • Respecto a los permisos sectoriales, es necesario precisar la medida, ya que se podría implicar traspasar los tiempos de tramitación sectorial sin ningún ajuste al SEIA. Asimismo, se debe hacer un trabajo previo para homologar criterios de otorgamiento. <p>Como forma de complementar la medida, proponemos lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Someter al procedimiento de urgencia contemplado en el artículo 15 de la ley 19.300 las obras que sean parte de instrumentos de planificación sometidos a Evaluación Ambiental Estratégica. • Verificar que, en el proceso de Evaluación Ambiental Estratégica, los Órganos participantes determinen criterios técnicos mínimos verificables que faciliten su evaluación ambiental posterior dentro del SEIA. Para ello, se requiere fortalecer la coordinación entre los organismos públicos, de manera de dar certeza a los titulares de proyectos de que la evaluación dentro del SEIA se enfocará en criterios técnicos específicos de las actividades o proyectos, y salvar de manera anticipada cualquier potencial incompatibilidad con la normativa ambiental que se pueda producir. Esto contribuiría a optimizar costos para los desarrolladores de proyectos. • En el mismo sentido, se requiere certeza en cuanto a los criterios a aplicar en el otorgamiento de los permisos ambientales sectoriales mixtos. Valoramos la iniciativa planteada por el Ministerio del Medio Ambiente discutida en la tramitación del boletín N°16552-12 en cuanto a su reducción y/o eliminación, pero mientras ello no suceda, consideramos que los órganos de la administración del Estado con competencia ambiental deben ser consultados en el desarrollo de la Evaluación Ambiental Estratégica para establecer criterios que faciliten su posterior evaluación y autorización. En caso de que no sea posible asegurar su participación, creemos necesario que los criterios mínimos que fijen los organismos participantes de la EAE, en particular las carteras ministeriales, sean vinculantes para los Servicios que dependan de ellos. • Dada la complejidad de la vinculación entre la EAE y el SEIA, podría considerarse catalogar los proyectos de transmisión como de interés nacional para efectos de los PAS y de obtención de una tramitación de urgencia en base a su tipología o instrumento de planificación eléctrica de origen. 	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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)	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue: “I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales; j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;” Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile. Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300. Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA. Tomando en consideración que la “Guía de Orientación para el Uso de la Evaluación Ambiental Estratégica en Chile” recomienda en los siguientes párrafos utilizar informacion ¿Bajo qué criterios se decidirá cuando es necesario realizar levantamientos de fuente primaria y cuándo no lo es durante la aplicación de EAE para la determinación de las franjas donde se localizaran los proyectos de energía? De modo que los criterios que se determinen permitan garantizar que los territorios dentro de las franjas sean sustentables y sostenibles en el tiempo. Cita textual (Pág. 41 guía EAE): “Se requiere identificar desde el inicio aquellos temas relevantes desde el punto de vista ambiental y de la sustentabilidad y que deben ser considerados en la EAE. La información recopilada debe estar relacionada con esos temas clave para que la EAE alcance su objetivo. Por ello, no se trata de elaborar detalladas líneas de base, sino de proporcionar antecedentes que permitan comprender y analizar los temas de ambiente y de sustentabilidad que son relevantes. Se recomienda usar información secundaria que resulte importante de analizar e incluir en cada proceso de decisión. En este paso, la información debe estar vinculada con: i) el marco del problema, ii) el marco de gobernabilidad, iii) el marco de referencia estratégico, iv) el marco de evaluación y caracterización de los FCD, y v) el análisis de grandes tendencias (Ministerio del Medio Ambiente, 2015, p. 41). Las fuentes de información son diversas y los resultados de la evaluación deben estar alineados con los momentos críticos para que las recomendaciones tengan injerencia en el proceso de decisión. La información proviene de: • Publicaciones científicas, informes técnicos institucionales del ámbito público y privado, instrumentos de gestión y planificación territorial, instrumentos normativos y legales, censos y encuestas, sistemas de información geográfica y sistemas de indicadores, entre otros. • Percepción de actores clave obtenida por medio del uso de diversas técnicas y métodos de participación como, por ejemplo, paneles de expertos, grupos focales, técnica Delphi, talleres y entrevistas, entre otros (Ministerio del Medio Ambiente, 2015, p. 41).</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012. [2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”. [3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”. Ministerio del Medio Ambiente. (2015). Guía de orientación para el uso de la Evaluación Ambiental Estratégica en Chile. Santiago, Chile: Ministerio del Medio Ambiente. Recuperado de https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2015/12/Guia-de-orientacion-para-la-eae-en-Chile.pdf</p>	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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)	La identificación de franjas de localización preferentes constituye un elemento relevante dentro del Plan de Descarbonización. Sin embargo, surge una duda clave respecto a la vigencia de estas franjas es, una vez declaradas como preferentes, ¿cuánto tiempo se mantendrá esta designación? Esta cuestión es particularmente importante considerando las características del Desierto de Atacama, un ecosistema altamente frágil donde cualquier intervención puede tener impactos significativos sobre su biodiversidad y dinámica ecológica. Además, la industria de las energías renovables avanza rápidamente en términos tecnológicos, lo que puede modificar significativamente las implicancias asociadas a la construcción y operación de proyectos en estas áreas. Por ello, resulta fundamental que la designación de franjas preferentes esté sujeta a revisiones periódicas que permitan adaptar las decisiones en función de las condiciones del ecosistema, los avances tecnológicos y las necesidades del territorio. En este contexto, resulta pertinente plantear dos preguntas clave: 1. ¿Qué argumentos se tomarán en cuenta para evaluar la franja? Es decir, ¿cuáles serán los criterios y factores específicos que guiarán esta evaluación? 2. ¿Cómo se asegurará que dichas franjas no comprometan áreas críticas del socio-ecosistema? Esto incluye tanto la preservación de la biodiversidad como la protección de elementos culturales y sociales esenciales para las comunidades locales. Garantizar esta flexibilidad y la incorporación de criterios claros es crucial para asegurar que las decisiones sigan siendo pertinentes y estén alineadas con los objetivos de sostenibilidad y preservación ambiental planteados en el plan.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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)	<p>La identificación de franjas de localización preferentes constituye un elemento relevante dentro del Plan de Descarbonización. Sin embargo, surge una duda clave respecto a la vigencia de estas franjas es, una vez declaradas como preferentes, ¿cuánto tiempo se mantendrá esta designación? Esta cuestión es particularmente importante considerando las características del Desierto de Atacama, un ecosistema altamente frágil donde cualquier intervención puede tener impactos significativos sobre su biodiversidad y dinámica ecológica. Además, la industria de las energías renovables avanza rápidamente en términos tecnológicos, lo que puede modificar significativamente las implicancias asociadas a la construcción y operación de proyectos en estas áreas. Por ello, resulta fundamental que la designación de franjas preferentes esté sujeta a revisiones periódicas que permitan adaptar las decisiones en función de las condiciones del ecosistema, los avances tecnológicos y las necesidades del territorio.</p> <p>En este contexto, resulta pertinente plantear dos preguntas clave:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ¿Qué argumentos se tomarán en cuenta para evaluar la franja? Es decir, ¿cuáles serán los criterios y factores específicos que guiarán esta evaluación? 2. ¿Cómo se asegurará que dichas franjas no comprometan áreas críticas del socio-ecosistema? Esto incluye tanto la preservación de la biodiversidad como la protección de elementos culturales y sociales esenciales para las comunidades locales. <p>Garantizar esta flexibilidad y la incorporación de criterios claros es crucial para asegurar que las decisiones sigan siendo pertinentes y estén alineadas con los objetivos de sostenibilidad y preservación ambiental planteados en el plan.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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)	<p>La identificación de franjas de localización preferentes constituye un elemento relevante dentro del Plan de Descarbonización. Sin embargo, surge una duda clave respecto a la vigencia de estas franjas es, una vez declaradas como preferentes, ¿cuánto tiempo se mantendrá esta designación? Esta cuestión es particularmente importante considerando las características del Desierto de Atacama, un ecosistema altamente frágil donde cualquier intervención puede tener impactos significativos sobre su biodiversidad y dinámica ecológica. Además, la industria de las energías renovables avanza rápidamente en términos tecnológicos, lo que puede modificar significativamente las implicancias asociadas a la construcción y operación de proyectos en estas áreas. Por ello, resulta fundamental que la designación de franjas preferentes esté sujeta a revisiones periódicas que permitan adaptar las decisiones en función de las condiciones del ecosistema, los avances tecnológicos y las necesidades del territorio.</p> <p>En este contexto, resulta pertinente plantear dos preguntas clave:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ¿Qué argumentos se tomarán en cuenta para evaluar la franja? Es decir, ¿cuáles serán los criterios y factores específicos que guiarán esta evaluación? 2. ¿Cómo se asegurará que dichas franjas no comprometan áreas críticas del socio-ecosistema? Esto incluye tanto la preservación de la biodiversidad como la protección de elementos culturales y sociales esenciales para las comunidades locales. <p>Garantizar esta flexibilidad y la incorporación de criterios claros es crucial para asegurar que las decisiones sigan siendo pertinentes y estén alineadas con los objetivos de sostenibilidad y preservación ambiental planteados en el plan.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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)	<p>La identificación de franjas de localización preferentes constituye un elemento relevante dentro del Plan de Descarbonización. Sin embargo, surge una duda clave respecto a la vigencia de estas franjas es, una vez declaradas como preferentes, ¿cuánto tiempo se mantendrá esta designación? Esta cuestión es particularmente importante considerando las características del Desierto de Atacama, un ecosistema altamente frágil donde cualquier intervención puede tener impactos significativos sobre su biodiversidad y dinámica ecológica. Además, la industria de las energías renovables avanza rápidamente en términos tecnológicos, lo que puede modificar significativamente las implicancias asociadas a la construcción y operación de proyectos en estas áreas. Por ello, resulta fundamental que la designación de franjas preferentes esté sujeta a revisiones periódicas que permitan adaptar las decisiones en función de las condiciones del ecosistema, los avances tecnológicos y las necesidades del territorio.</p> <p>En este contexto, resulta pertinente plantear dos preguntas clave:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ¿Qué argumentos se tomarán en cuenta para evaluar la franja? Es decir, ¿cuáles serán los criterios y factores específicos que guiarán esta evaluación? 2. ¿Cómo se asegurará que dichas franjas no comprometan áreas críticas del socio-ecosistema? Esto incluye tanto la preservación de la biodiversidad como la protección de elementos culturales y sociales esenciales para las comunidades locales. <p>Garantizar esta flexibilidad y la incorporación de criterios claros es crucial para asegurar que las decisiones sigan siendo pertinentes y estén alineadas con los objetivos de sostenibilidad y preservación ambiental planteados en el plan.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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)	<p>La identificación de franjas de localización preferentes constituye un elemento relevante dentro del Plan de Descarbonización. Sin embargo, surge una duda clave respecto a la vigencia de estas franjas es, una vez declaradas como preferentes, ¿cuánto tiempo se mantendrá esta designación? Esta cuestión es particularmente importante considerando las características del Desierto de Atacama, un ecosistema altamente frágil donde cualquier intervención puede tener impactos significativos sobre su biodiversidad y dinámica ecológica. Además, la industria de las energías renovables avanza rápidamente en términos tecnológicos, lo que puede modificar significativamente las implicancias asociadas a la construcción y operación de proyectos en estas áreas. Por ello, resulta fundamental que la designación de franjas preferentes esté sujeta a revisiones periódicas que permitan adaptar las decisiones en función de las condiciones del ecosistema, los avances tecnológicos y las necesidades del territorio.</p> <p>En este contexto, resulta pertinente plantear dos preguntas clave:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ¿Qué argumentos se tomarán en cuenta para evaluar la franja? Es decir, ¿cuáles serán los criterios y factores específicos que guiarán esta evaluación? 2. ¿Cómo se asegurará que dichas franjas no comprometan áreas críticas del socio-ecosistema? Esto incluye tanto la preservación de la biodiversidad como la protección de elementos culturales y sociales esenciales para las comunidades locales. <p>Garantizar esta flexibilidad y la incorporación de criterios claros es crucial para asegurar que las decisiones sigan siendo pertinentes y estén alineadas con los objetivos de sostenibilidad y preservación ambiental planteados en el plan.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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)	<p>La identificación de franjas de localización preferentes constituye un elemento relevante dentro del Plan de Descarbonización. Sin embargo, surge una duda clave respecto a la vigencia de estas franjas es, una vez declaradas como preferentes, ¿cuánto tiempo se mantendrá esta designación? Esta cuestión es particularmente importante considerando las características del Desierto de Atacama, un ecosistema altamente frágil donde cualquier intervención puede tener impactos significativos sobre su biodiversidad y dinámica ecológica. Además, la industria de las energías renovables avanza rápidamente en términos tecnológicos, lo que puede modificar significativamente las implicancias asociadas a la construcción y operación de proyectos en estas áreas. Por ello, resulta fundamental que la designación de franjas preferentes esté sujeta a revisiones periódicas que permitan adaptar las decisiones en función de las condiciones del ecosistema, los avances tecnológicos y las necesidades del territorio.</p> <p>En este contexto, resulta pertinente plantear dos preguntas clave:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ¿Qué argumentos se tomarán en cuenta para evaluar la franja? Es decir, ¿cuáles serán los criterios y factores específicos que guiarán esta evaluación? 2. ¿Cómo se asegurará que dichas franjas no comprometan áreas críticas del socio-ecosistema? Esto incluye tanto la preservación de la biodiversidad como la protección de elementos culturales y sociales esenciales para las comunidades locales. <p>Garantizar esta flexibilidad y la incorporación de criterios claros es crucial para asegurar que las decisiones sigan siendo pertinentes y estén alineadas con los objetivos de sostenibilidad y preservación ambiental planteados en el plan.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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)	<p>La identificación de franjas de localización preferentes constituye un elemento relevante dentro del Plan de Descarbonización. Sin embargo, surge una duda clave respecto a la vigencia de estas franjas es, una vez declaradas como preferentes, ¿cuánto tiempo se mantendrá esta designación? Esta cuestión es particularmente importante considerando las características del Desierto de Atacama, un ecosistema altamente frágil donde cualquier intervención puede tener impactos significativos sobre su biodiversidad y dinámica ecológica. Además, la industria de las energías renovables avanza rápidamente en términos tecnológicos, lo que puede modificar significativamente las implicancias asociadas a la construcción y operación de proyectos en estas áreas. Por ello, resulta fundamental que la designación de franjas preferentes esté sujeta a revisiones periódicas que permitan adaptar las decisiones en función de las condiciones del ecosistema, los avances tecnológicos y las necesidades del territorio.</p> <p>En este contexto, resulta pertinente plantear dos preguntas clave:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ¿Qué argumentos se tomarán en cuenta para evaluar la franja? Es decir, ¿cuáles serán los criterios y factores específicos que guiarán esta evaluación? 2. ¿Cómo se asegurará que dichas franjas no comprometan áreas críticas del socio-ecosistema? Esto incluye tanto la preservación de la biodiversidad como la protección de elementos culturales y sociales esenciales para las comunidades locales. <p>Garantizar esta flexibilidad y la incorporación de criterios claros es crucial para asegurar que las decisiones sigan siendo pertinentes y estén alineadas con los objetivos de sostenibilidad y preservación ambiental planteados en el plan.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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)	<p>La identificación de franjas de localización preferentes constituye un elemento relevante dentro del Plan de Descarbonización. Sin embargo, surge una duda clave respecto a la vigencia de estas franjas es, una vez declaradas como preferentes, ¿cuánto tiempo se mantendrá esta designación? Esta cuestión es particularmente importante considerando las características del Desierto de Atacama, un ecosistema altamente frágil donde cualquier intervención puede tener impactos significativos sobre su biodiversidad y dinámica ecológica. Además, la industria de las energías renovables avanza rápidamente en términos tecnológicos, lo que puede modificar significativamente las implicancias asociadas a la construcción y operación de proyectos en estas áreas. Por ello, resulta fundamental que la designación de franjas preferentes esté sujeta a revisiones periódicas que permitan adaptar las decisiones en función de las condiciones del ecosistema, los avances tecnológicos y las necesidades del territorio.</p> <p>En este contexto, resulta pertinente plantear dos preguntas clave:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ¿Qué argumentos se tomarán en cuenta para evaluar la franja? Es decir, ¿cuáles serán los criterios y factores específicos que guiarán esta evaluación? 2. ¿Cómo se asegurará que dichas franjas no comprometan áreas críticas del socio-ecosistema? Esto incluye tanto la preservación de la biodiversidad como la protección de elementos culturales y sociales esenciales para las comunidades locales. <p>Garantizar esta flexibilidad y la incorporación de criterios claros es crucial para asegurar que las decisiones sigan siendo pertinentes y estén alineadas con los objetivos de sostenibilidad y preservación ambiental planteados en el plan.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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)	<p>La identificación de franjas de localización preferentes constituye un elemento relevante dentro del Plan de Descarbonización. Sin embargo, surge una duda clave respecto a la vigencia de estas franjas es, una vez declaradas como preferentes, ¿cuánto tiempo se mantendrá esta designación? Esta cuestión es particularmente importante considerando las características del Desierto de Atacama, un ecosistema altamente frágil donde cualquier intervención puede tener impactos significativos sobre su biodiversidad y dinámica ecológica. Además, la industria de las energías renovables avanza rápidamente en términos tecnológicos, lo que puede modificar significativamente las implicancias asociadas a la construcción y operación de proyectos en estas áreas. Por ello, resulta fundamental que la designación de franjas preferentes esté sujeta a revisiones periódicas que permitan adaptar las decisiones en función de las condiciones del ecosistema, los avances tecnológicos y las necesidades del territorio.</p> <p>En este contexto, resulta pertinente plantear dos preguntas clave:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ¿Qué argumentos se tomarán en cuenta para evaluar la franja? Es decir, ¿cuáles serán los criterios y factores específicos que guiarán esta evaluación? 2. ¿Cómo se asegurará que dichas franjas no comprometan áreas críticas del socio-ecosistema? Esto incluye tanto la preservación de la biodiversidad como la protección de elementos culturales y sociales esenciales para las comunidades locales. <p>Garantizar esta flexibilidad y la incorporación de criterios claros es crucial para asegurar que las decisiones sigan siendo pertinentes y estén alineadas con los objetivos de sostenibilidad y preservación ambiental planteados en el plan.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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)	1. La medida debiese estar orientada a la priorización de proyectos y a acelerar los plazos, para ello debieran determinarse proyectos considerados prioritarios o estratégicos, para todos los efectos de la administración del Estado. Además, actualmente se encuentran en distintas instancias de tramitación legislativa el proyecto de ley de reforma al SEIA y el proyecto de ley de permisos sectoriales, y este último considera la figura de proyectos priorizados. Por lo tanto, se sugiere que las medidas propuestas sean consistentes con los proyectos de ley en trámite.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan. Lo que indica se aborda en la nueva medida 9.
Sector Privado	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)	Estimamos que otro tipo de inversiones también se puede planificar y proyectar, incluso siendo evaluadas ambientalmente a través de la EAE, por lo que la forma en que está quedando redactada la norma en el proyecto de ley que fortalece la institucionalidad ambiental (Boletín 16.552-12), no habría impedimento para someter a EAE algún otro tipo de política pública que fomente el desarrollo y la inversión, siempre y cuando puedan ser objeto de este beneficio de reducción de plazos en el SEIA. Mayor desarrollo del comentario para esta medida se encuentra en minuta adjunta.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	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)	Se solicita presentar una estimación de cómo mejoraría el proceso en cuanto a su aceleramiento a partir de la propuesta.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sociedad Civil y ONGs	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)	Respecto al punto de Racionalización y agilización de los procesos y plazos, no se entiende porque, si se evidencia "efectos adverso imprevistos significativos", el proyecto aún así se beneficiaría de un "proceso simplificado" en el SEIA. Se debe detallar correctamente a que se refiere con "proceso simplificado". No se entiende la lógica detrás de esta decisión, puesto que las zonas o franjas planificadas con EAE operan bajo el supuesto de que se benefician de una "presunción" de no tener impactos significativos. El demostrar lo contrario debiese significar el mismo estándar de evaluación que todo otro proyecto con impactos ambientales y sociales, no menos. Por otro lado, la medida no pareciese articular realmente el EAE y el SEIA, sino que más bien agilizar procesos al entregar exenciones a proyectos.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	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)	La vinculación de la infraestructura clave para la transición energética, y los instrumentos neormativos y de planificación territorial, tendrán a la vista los plazos que el Estado, en su carácter de planificador centralizado, define la necesidad de inversiones en transmisión, dentro de los procesos de planificación anual de la transmisión?	Esta materia ya debe ser vista en la planificación y ordenamiento territorial, según lo define la normativa que corresponda.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	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)	Se vislumbra como adecuado y necesario avanzar hacia una mayor articulación entre la EAE y el SEIA, eliminando duplicidades procedimentales y asegurando la coherencia en sus resultados. No obstante, subsisten interrogantes sobre la aplicabilidad real de la presunción de que los proyectos emplazados en zonas o franjas planificadas con EAE carezcan de impactos significativos. Esto resulta especialmente problemático si se considera que los niveles de información en la EAE tienden a ser más generales en comparación con los datos detallados que se obtienen en la evaluación ambiental de proyectos (escala macro versus micro). En este contexto, existe el riesgo de que la incorporación de la EAE simplemente sume una etapa adicional para los proyectos de transmisión, sin que se logre eliminar la necesidad de evaluación ambiental en el SEIA. Dicho de otro modo, no queda claro cómo podría integrarse efectivamente la lógica de impacto ambiental en los EAE. Además, se requiere una mayor precisión en los alcances del procedimiento simplificado del SEIA para los casos en que se identifiquen "efectos adversos significativos imprevisibles". Una propuesta concreta sería eliminar etapas redundantes en la evaluación ambiental, particularmente en relación con infraestructuras cuyas localizaciones preferentes hayan sido aprobadas mediante EAE, evitando que en el SEIA se vuelvan a evaluar aspectos relacionados con la localización o trazado del proyecto. Por último, sería importante revisar el título de la medida, ya que resulta confuso. Entendemos que instrumentos de planificación energética con enfoque territorial existentes son, por ejemplo, los PEER, mientras que la medida parece referirse a un ámbito diferente. Aclarar este punto fortalecería la precisión y comprensión de la propuesta.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	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)	Se solicita presentar una estimación de cómo mejoraría el proceso en cuanto a su aceleramiento a partir de la propuesta.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Academia y Centros de Investigación	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)	Se debe poner cuidado a las particularidades de cada región de Chile. La generación y consumo eléctrico en Chile no necesariamente es proporcional a la población. Es más, la RM es la mayor consumidora de energía eléctrica, pero después viene la II Región de Antofagasta, dada la inmensa cantidad de energía que requiere la operación de la industria minera. Por lo tanto, la planificación debe ser justa con aquellas comunas cercanas a altos consumos y generación eléctrica.	Se acoge la observación. Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	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)	1.- Pág 30. Se declara: "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)..." ¿Cómo se formalizará este proceso? ¿Se definirán procedimientos para lograr esta agilidad? Sería importante que este plan gatille una reforma completa de la "permisología" de proyectos, de manera que se pueda saber si el proyecto se podrá hacer o no, además de que se pueda determinar con rapidez si será judicializado y que las Cortes resuelvan con prioridad este tipo de litigios. 2.- En el caso de que el proyecto se emplace dentro de áreas evaluadas estratégicamente, se podría excluir la aplicación de la tipología específica de ingreso al SEIA, tal como ocurre con el literal g y el k.1 del artículo 3° del RSEIA. Las medidas propuestas dan pie a que judicialmente se fuerce el ingreso al SEIA, por la cantidad de conceptos jurídicos indeterminados que se utilizan.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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)	Definir zonas preferentes y eliminar duplicidades agiliza plazos, reduce trámites y mejora la obtención de permisos, contribuyendo a la mitigación del cambio climático de manera eficiente.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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)	Esta buena la medida por el acelerado de la economía y el desarrollo de las infraestructuras ya que son importantes para la descarbonización	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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)	La evaluación ambiental estratégica asegura que los proyectos energéticos se desarrollen de forma ordenada y respetuosa con el medio ambiente, reduciendo impactos negativos.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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)	Buena medida, si se cumple lo que está escrito, esto debería avanzar bien, esperando que no se dupliquen los esfuerzos.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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)	<p>Respecto a la presunción de conformidad y certeza de los proyectos de infraestructura El Plan de Descarbonización propone que “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”.</p> <p>Presumir la no generación de impactos significativos de un proyecto, constituye una medida ambientalmente regresiva, que debilita la institucionalidad ambiental, y que incluso podría resultar en graves vulneraciones de derechos fundamentales. Además, introducir una excepción de dichas características vía reglamento, incurriría en evidentes vicios de legalidad.</p> <p>No existen en el derecho comparado medidas similares, y menos tratándose de un Plan de Descarbonización, que precisamente lo que busca es brindar una mayor protección a las personas y al ambiente.</p> <p>El hecho que un instrumento de planificación energética con enfoque territorial haya sido sometido a una EAE, no implica que se hayan evaluado los impactos de los proyectos particulares que pudieren emplazarse en las zonas o franjas por él establecidas.</p> <p>Cada proyecto es susceptible de generar impactos significativos en cualquiera de sus etapas, tanto de construcción, ejecución como de abandono. Resulta preocupante asumir que una Evaluación Ambiental Estratégica, podría haber ya evaluado esos eventuales impactos, sin conocer las particularidades de los proyectos en cuestión.</p> <p>Además, el Plan señala que bastará con presentar “consultas de pertinencia”, para aprobar dichos proyectos, siempre que se adecuen a los lineamientos y medidas de la EAE. Es decir, se disminuye el estándar de evaluación, eximiendo a los titulares de someterse al sistema de evaluación ambiental, y permitiendo la presentación de simples consultas de pertinencia al SEA.</p> <p>Surge el peligro de que dichos lineamientos establecidos por el EAE no logren anticipar adecuadamente los futuros impactos de un proyecto. La conformidad con dichos lineamientos más una simple consulta de pertinencia no es ninguna garantía de que un proyecto haya evaluado adecuadamente sus impactos.</p> <p>Nuestra Propuesta Eliminar la Medida 2.</p>	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sociedad Civil y ONGs	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)	<p>Es coherente fortalecer la EAE y vincular con SEIA para facilitar y agilizar la tramitación de proyectos, sin embargo, no es aceptable buscar que “los proyectos se eximan de la tramitación en el marco del SEIA”. La evaluación ambiental identifica y estudia elementos específicos y particulares de los impactos y afectaciones que genera un proyecto sobre su entorno, el medio ambiente y sistemas sociales, que no se evalúa en una EAE.</p> <p>Cada proyecto es susceptible de generar impactos significativos en cualquiera de sus etapas, tanto de construcción, ejecución como de abandono. Resulta preocupante asumir que una Evaluación Ambiental Estratégica, podría haber ya evaluado esos eventuales impactos, sin conocer las particularidades de los proyectos en cuestión.</p> <p>Además, el Plan señala que bastará con presentar “consultas de pertinencia”, para aprobar dichos proyectos, siempre que se adecuen a los lineamientos y medidas de la EAE. Es decir, se disminuye el estándar de evaluación, eximiendo a los titulares de someterse al sistema de evaluación ambiental, y permitiendo la presentación de simples consultas de pertinencia al SEA. Surge el peligro de que dichos lineamientos establecidos por el EAE no logren anticipar adecuadamente los futuros impactos de un proyecto. La conformidad con dichos lineamientos más una simple consulta de pertinencia no es ninguna garantía de que un proyecto haya evaluado adecuadamente sus impactos.</p> <p>Se propone eliminar esta directriz de la medida N°2.</p>	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	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)	<p>1. Es importante considerar que la norma mencionada se encuentra en proceso de actualización, por lo que aún no se cuenta con una norma aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y con toma de razón por parte de Contraloría.</p> <p>2. Adicionalmente, falta aclarar diversos aspectos en la medida propuesta: - Se señala en la página 29, que “Para incentivar la reconversión, la norma dotará de mayores atributos de seguridad y suficiencia al Sistema Eléctrico Nacional”. Al respecto, solicitamos aclarar: 1) la relación entre los incentivos a la reconversión y los mayores atributos de seguridad y suficiencia que se dotarán vía norma de emisiones; y 2) Aclarar cómo se materializarán los mayores atributos de seguridad y suficiencia al SEN.</p> <p>3. Se menciona que el Decreto Supremo 50 fue firmado con las empresas propietarias de centrales a carbón. Al respecto se solicita aclarar en la redacción que el Decreto 50 no fue firmado con las empresas propietarias de centrales a carbón, sino con un número determinado de centrales. Se solicita enumerarlas y mencionarlas.</p>	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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)	Considera que 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. Ahora, si cumpliendo estos parámetros, se identifica igualmente que el proyecto dé lugar a efectos adversos imprevistos significativos, se canalizará a un procedimiento simplificado en el marco del SEIA. Se indica como modificación reglamentaria pero requiere de modificación legal. Falta especificar definición de instrumentos de planificación energética. ¿Se formalizará por parte del SEA la viabilidad de Consultas de pertinencia en franjas planificadas con EAE?	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sociedad Civil y ONGs	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)	Respecto a la presunción de conformidad y certeza de los proyectos de infraestructura El Plan de Descarbonización propone que “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”. Presumir la no generación de impactos significativos de un proyecto, constituye una medida ambientalmente regresiva, que debilita la institucionalidad ambiental, y que incluso podría resultar en graves vulneraciones de derechos fundamentales. Además, introducir una excepción de dichas características vía reglamento, incurriría en evidentes vicios de legalidad. No existen en el derecho comparado medidas similares, y menos tratándose de un Plan de Descarbonización, que precisamente lo que busca es brindar una mayor protección a las personas y al ambiente. El hecho que un instrumento de planificación energética con enfoque territorial haya sido sometido a una EAE, no implica que se hayan evaluado los impactos de los proyectos particulares que pudieren emplazarse en las zonas o franjas por él establecidas. Cada proyecto es susceptible de generar impactos significativos en cualquiera de sus etapas, tanto de construcción, ejecución como de abandono. Resulta preocupante asumir que una Evaluación Ambiental Estratégica, podría haber ya evaluado esos eventuales impactos, sin conocer las particularidades de los proyectos en cuestión. Además, el Plan señala que bastará con presentar “consultas de pertinencia”, para aprobar dichos proyectos, siempre que se adecuen a los lineamientos y medidas de la EAE. Es decir, se disminuye el estándar de evaluación, eximiendo a los titulares de someterse al sistema de evaluación ambiental, y permitiendo la presentación de simples consultas de pertinencia al SEA. Surge el peligro de que dichos lineamientos establecidos por el EAE no logren anticipar adecuadamente los futuros impactos de un proyecto. La conformidad con dichos lineamientos más una simple consulta de pertinencia no es ninguna garantía de que un proyecto haya evaluado adecuadamente sus impactos. Nuestra Propuesta Eliminar la Medida 2.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
	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)	* Es importante recalcar que fortalecer la articulación entre la EAE y el SEIA no será efectiva si se mantienen discrecionalidades al momento de revisión de los EIA/DIA. Se deben unificar criterios y apuntar a eliminar la discrecionalidad al momento de evaluar, tendiendo a transformar la evaluación de impacto ambiental en un proceso objetivo y cuantitativo, con criterios de evaluación documentados (guías respectivas) de manera de reducir al mínimo interpretaciones u objetivos de autoridades de turno.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública, sin embargo se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
	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)	* En materias de permisos, no sólo se debe acotar a los PAS sino que, a nuestro juicio, también a autorizaciones/permisos que tienen componentes ambientales, y que se deben tramitar una vez obtenidas las RCA de los proyectos.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Otro	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)	La “Presunción de conformidad y certezas” no debe eximir de una evaluación y análisis detallado de los proyectos, ya que por mucho que un proyecto estándar haya pasado por la EAE, eso no garantiza que el proyecto en particular a evaluar no tenga mayores impactos ambientales. La directriz de “Racionalización y agilización de los procesos y plazos” no debe eximir totalmente a los proyectos de pasar por el SEIA, nuevamente, por las particularidades de cada uno.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sociedad Civil y ONGs	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)	Esta medida propone adoptar normas y directrices institucionales que permitan a 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” Esta medida que beneficia a los proyectos con una “presunción de no tener impactos significativos” relativiza los requisitos establecidos en los artículos 10 y 11 de la Ley 19.300 referidos a la tipología de proyectos que están obligados a someterse al SEIA, y constituye un grave retroceso ambiental que los proyectos queden eximidos de tramitación ambiental en el marco de SEIA. La evaluación ambiental identifica y estudia elementos específicos y particulares de los impactos y afectaciones que genera un proyecto en cada una de sus etapas: construcción, ejecución y abandono, sobre su entorno, el medio ambiente y los sistemas sociales, elementos que no se evalúan específicamente en una EAE, por tanto la medida elimina la aplicación de la norma que acredita que el proyecto fue evaluado adecuadamente, sobre sus impactos e integración de las condiciones para prevenir su ocurrencia. Presumir la no generación de impactos significativos de un proyecto, constituye una medida ambientalmente regresiva, que debilita la institucionalidad ambiental, y que incluso podría resultar en graves vulneraciones de derechos fundamentales. Además, introducir una excepción de dichas características vía reglamento, incurriría en evidentes vicios de legalidad. No existen en el derecho comparado medidas similares, y no es atingente con los objetivos del Plan de Descarbonización, que busca brindar una mayor protección a las personas y al ambiente. Se propone eliminar la medida N°2	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	Proponemos que los beneficios también puedan ser obtenidos por las líneas de transmisión que no estén comprendidas en las zonas o franjas planificadas.	La medida contempla 3 criterios. Sólo uno de ellos acota el beneficio a zonas o franjas planificadas.
Sector Privado	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	Entendemos que beneficio no está considerado sólo para proyectos que cumplan con los dos criterios de elegibilidad, sino a proyectos clave para descarbonización. Considerando los fundamentos de la medida, sugerimos que este que este beneficio pueda extenderse también a proyectos que, cumpliendo con criterios de elegibilidad, ya cuenten con acuerdos suscritos.	El objetivo de la medida es incentivar nueva inversión, por lo tanto refiere a nueva infraestructura.
Academia y Centros de Investigación	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	Se quiere incentivar la inversión privada en proyectos clave para la descarbonización y la mitigación del cambio climático, reduciendo rentas concesionales por el uso de terrenos fiscales.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	buena medida ya que incentiva a la inversión privada.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	Reducir las rentas concesionales facilita el desarrollo de infraestructura energética en zonas de transición, lo que puede acelerar la descarbonización.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	Se ve bastante bien y es de esperar que esta reducción no afecte los presupuestos regionales.	Esta materia se analizará cuando se diseñe en detalle el mecanismo de asignación de terrenos fiscales con el organismo competente, el Ministerio de Bienes Nacionales.
Sector Privado	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	1) Se solicitar reconocer en los criterios de elegibilidad los proyectos que prolonguen la operación de la infraestructura actual de gas natural, garantizando su uso eficiente hasta que las tecnologías renovables puedan reemplazar su rol de seguridad para el suministro. 2) Pág.31. Se solicita conocer o explicitar los incentivos para la implementación de nueva infraestructura en proyectos de gas natural y biogás.	Los criterios definidos ya posibilitan considerar aspectos como los que se indican en zonas de transición, cuyo detalle se definirá en el proceso específico que se diseñe con el Ministerio de Bienes Nacionales, organismo competente en la materia. Respecto de los incentivos para la reconversión acelerada, estos serán materia del estudio al que se refiere la medida 2 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	No observamos que en el borrador se incluyan criterios claros y transparentes para asignar terrenos fiscales a proyectos que contribuyan significativamente a las metas de carbono neutralidad. Más aún, se apela como criterio a la Medida 2 que consideramos debe ser eliminada. Nuestra Propuesta Eliminar la Medida 3.	El alcance del Plan que refiere sólo a una hoja de ruta de acciones, el diseño en profundidad de los criterios señalados, será parte de la implementación de la medida.
Sector Privado	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	Nos parece positivo que se contemple este tipo de incentivo para proyectos que contribuyan al proceso de descarbonización y al cumplimiento de la meta nacional de mitigación de cambio climático. Es importante que los criterios de elegibilidad que se definan para la implementación de esta medida permitan incluir también a proyectos de hidrógeno verde y sus derivados.	Esto se aborda en el Plan de Acción de H2V, complementario a este Plan.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	No observamos que en el borrador se incluyan criterios claros y transparentes para asignar terrenos fiscales a proyectos que contribuyan significativamente a las metas de carbono neutralidad. Más aún, se apela como criterio a la Medida 2 que consideramos debe ser eliminada. Nuestra Propuesta Eliminar la Medida 3.	El alcance del Plan que refiere sólo a una hoja de ruta de acciones, el diseño en profundidad de los criterios señalados, será parte de la implementación de la medida.
	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	Especificar a que refiere con infraestructura clave para la descarbonización, entendiendo que ya se ha realizado para el almacenamiento, queda la duda si se incorporará esta medida para proyectos ERNC de pequeña/gran escala.	El alcance del Plan que refiere sólo a una hoja de ruta de acciones, el diseño en profundidad de los criterios señalados, será parte de la implementación de la medida. Por lo tanto la infraestructura objeto de las asignaciones se determinará en el contexto del proceso de asignación con el Ministerio de Bienes Nacionales.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Otro	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	La disminución de rentas debe ser proporcional a los beneficios sociales provocados por el proyecto, dado que una PMGD solar no aporta de la misma forma a la meta de Carbono Neutralidad que una central geotérmica, por dar un ejemplo, en temas de seguridad a la red, potencia de suficiencia, puestos de trabajo creados, I&D, entre otros.	El alcance del Plan que refiere sólo a una hoja de ruta de acciones, el diseño en profundidad de los criterios señalados, será parte de la implementación de la medida.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado	La medida 3 carece de precisión y elementos de contexto para su implementación. Dicha falta de precisión genera un escenario ambiguo para las inversiones en la infraestructura clave que requiere el desarrollo y la transición energética y mas aún sobre las metas de mitigación que se busca cumplir. Se propone precisar y definir: a) cuáles serían los proyectos considerados como infraestructura clave para la descarbonización y b) cuáles son las metas de mitigación del cambio climático cuyo cumplimiento se pretende facilitar con esta medida. Adicionalmente se propone incorporar a los Ministerios de Medio Ambiente y de Salud, al objeto de garantizar la validación de que los terrenos fiscales en zonas de transición por retiro o reconversión de centrales a carbón, estén remediados y cumplan con las condiciones sanitarias y ambientales para promover su utilización por otros emprendimientos.	El alcance del Plan que refiere sólo a una hoja de ruta de acciones, el diseño en profundidad de los criterios señalados, será parte de la implementación de la medida. Efectivamente materias como la que se indica pueden ser consideradas en el contexto del proceso de asignación con el Ministerio de Bienes Nacionales.
Sector Privado	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	La medida propuesta indica que "... se analizarán e implementarán alternativas de reconversión de las termoeléctricas a tecnologías con combustibles sostenibles". La decisión de reconvertir unidades recae en el titular, por lo tanto, el plan no podría asegurar la implementación efectiva de reconversión a tecnologías sostenibles en los terminos indicados. Por lo anterior, se recomienda modificar el texto de la siguiente manera: "... se analizarán alternativas de reconversión de las termoeléctricas a tecnologías con combustibles sostenibles".	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.
Sector Privado	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	1. En relación al "Objetivo" en su primer párrafo, se solicita confirmar qué experiencias comparadas en Japón y Corea ha considerado el Ministerio respecto de la utilización de co-combustión en base a amoníaco verde. Se solicita confirmar si se consideran otras experiencias comparadas (por ejemplo, en Alemania el Estado de Renania del Norte-Westfalia estaría considerando utilización de amoníaco verde para procesos industriales y generación eléctrica- Véase https://ammoniaenergy.org/articles/adnoc-north-rhine-westphalia-to-explore-ammonia-fuel-use-in-german-industry/).	La co-combustión de carbón con amoníaco en centrales a carbón es una experiencia incipiente, dentro de la cual Japón y Corea son dos países que han estado liderando en términos del desarrollo de tecnología de turbinas, de metas de co-combustión, y de pruebas empíricas en centrales, de modo que toda dicha experiencia está siendo observada y analizada, al igual que cualquier otra experiencia desarrollada en otros países, como la señalada por usted en Alemania. Sin embargo, se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.
Sector Privado	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	Nos parece pertinente cambiar el enfoque de esta medida, ya que tanto el Ministerio como la Academia y la industria deben revisar constantemente la normativa comparada para proponer mejoras al sistema. Por ello, creemos que la medida debe orientarse a la creación de capacidades de vigilancia técnica y regulatoria, relacionándola con las medidas de creación de capacidades y planes de estudios planteadas en el Anteproyecto de Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa. Asimismo, consideramos que orientarla en este sentido puede contribuir también a aumentar y fortalecer la participación de mujeres en la industria, por ejemplo, coordinando junto a Corfo y ANID instrumentos de fomento al estudio, investigación y especialización en la materia para mejorar la calidad del análisis técnico y normativo internacional, y aumentar la cantidad de personas capacitadas para realizarlo. Además, se debe tener presente que el mercado, reguladores y operadores del sistema ya promueven tecnologías que doten de inercia al sistema, por lo que se estarían duplicando las tareas entre entidades.	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.
Sociedad Civil y ONGs	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	No recomendamos mencionar el amoníaco como una opción de reconversión a mediano-largo plazo. Lo anterior, por las siguientes razones: 1. Eficiencia energética: Entendiendo que se refiere a amoníaco verde, implicaría que parte de la generación de energías renovables debería destinarse a producir H2V y luego amoníaco. Luego, ese amoníaco se volvería a usar para generar electricidad. Este proceso es muy ineficiente. Es recomendable usar las energías renovables directamente para producir electricidad, y buscar flexibilidad a través de gestionar la demanda y/o usar almacenamiento. 2. Emisiones de óxidos de nitrógeno: La combustión de amoníaco puede generar emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx), que son contaminantes atmosféricos con impactos negativos en la salud y el medio ambiente. 3. Seguridad: El amoníaco es un gas tóxico y corrosivo, lo que implica riesgos para la salud y la seguridad de los trabajadores y las comunidades cercanas a las plantas.	El amoníaco es una sustancia que actualmente es empleada en diversas aplicaciones como la fabricación de fertilizantes o como refrigerante, por ejemplo, por tanto ya existe experiencia sobre su manejo y uso seguros, existiendo protocolos al respecto. Por otra parte, el amoníaco ha sido mencionado como una potencial alternativa como combustible de bajas emisiones de GEI, y específicamente en la reconversión de centrales a carbón en lo que al Plan de Descarbonización concierne, lo que merece ser estudiado a la luz de experiencias internacionales ya en desarrollo, analizando y teniendo en cuenta tanto sus ventajas como sus desventajas y los potenciales desarrollos tecnológicos que lo hagan aun más limpio. Sin embargo, se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	1. Estos análisis deberían ser realizados en conjunto con las empresas que estén interesadas en reconvertir sus centrales termoeléctricas, de modo que la revisión sea específica a los potenciales activos de reconversión conectados al SEN. 2. Si bien las soluciones técnicas de reconversión de centrales termoeléctricas en Japón y Corea serían adecuadas del punto de vista técnico, en términos económicos dichos mercados eléctricos presentan una realidad muy diferente al mercado eléctrico chileno. Por lo tanto, dichas soluciones de reconversión podrían no tener viabilidad económica en Chile. 3. La medida propuesta indica que "... se analizarán e implementarán alternativas de reconversión de las termoeléctricas a tecnologías con combustibles sostenibles". Cabe indicar que el acuerdo firmado entre las empresas y el Estado de Chile sobre el retiro y/o reconversión abarca meramente las unidades a carbón. No existe un acuerdo de reconversión de otro tipo de centrales térmicas. Por otro lado, las empresas de generación, no el Estado, son aquellas que implementan y financian las alternativas de reconversión de centrales a carbón. De esta forma, se recomienda modificar el texto de la siguiente manera: "... se analizarán alternativas de reconversión de las centrales a carbón a tecnologías con combustibles sostenibles".	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile, precisando este alcance
Sector Privado	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	La medida propuesta indica que "... se analizarán e implementarán alternativas de reconversión de las termoeléctricas a tecnologías con combustibles sostenibles". Cabe indicar que el acuerdo firmado entre las empresas y el Estado de Chile sobre el retiro y/o reconversión abarca meramente las unidades a carbón. No existe un acuerdo de reconversión de otro tipo de centrales térmicas. Por otro lado, las empresas de generación, no el Estado, son aquellas que implementan y financian las alternativas de reconversión de centrales a carbón. De esta forma, se recomienda modificar el texto de la siguiente manera: "... se analizarán alternativas de reconversión de las centrales a carbón a tecnologías con combustibles sostenibles".	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile, precisando este alcance
	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	no me parece adecuado, puesto que se trata de una política pública, amarrarse con dos países: realizar...reconversión de centrales termoeletricas a nivel mundial...especialmente pq Chile tiene suscrito 33 acuerdos de libre comercio, y pueden aparecer otras iniciativas en el camino...	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.
Sector Público	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	Desde el programa DPS estamos interesados en ayudar a la evaluación del uso de NH3 en termoeléctricas.	Agradecemos el interés manifestado por seguir colaborando y ciertamente se tendrá en cuenta para futuros análisis e iniciativas.
Academia y Centros de Investigación	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	El sistema SNIFA y sus registros (inline y offline) debe robustecerse y ser replicado para otras industrias.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	1.- Respecto a los plazos indicados, es necesario tener en cuenta que si no hay una industria del hidrógeno verde desarrollada en Chile, difícilmente se podrá evaluar seriamente la reconversión, a menos que haya subsidio estatal. Además, para lograr esto se necesita de capacidad de transporte de hidrógeno (distinto a los gasoductos de gas natural) para poder movilizar grandes cantidades de este combustible (o sus derivados) para la operación en generación de energía. Así, para el desarrollo de esta medida deben darse otras condiciones habilitantes previamente para que los estudios y el gasto público tenga un retorno positivo.	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	Se busca promover la reconversión de centrales termoeléctricas a tecnologías sostenibles, como hidrógeno o amoníaco verde, para mejorar la productividad. Se fomentará la colaboración con Japón y Corea para identificar opciones efectivas y evaluar su integración al Sistema Eléctrico Nacional.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	lo de reconversion esta buena para las termoelectrica por los combustibles sostenibles.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Dependiendo de la tecnología seleccionada, podría haber una falta de preparación en el mercado local para adaptarse a nuevas soluciones.	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.
Academia y Centros de Investigación	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	Muy bien, es de esperar que no todos los proyectos sean entregados a nivel central, ya que en regiones es donde están la mayoría de esas centrales, por lo tanto ANID y Corfo deberían asignar de forma directa recursos a Universidades e IES para avanzar de forma más rápida.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sociedad Civil y ONGs	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	Ver comentario al Eje 1.	Gracias por su comentario.
Sociedad Civil y ONGs	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	La reconversión a co-combustión carbón - amoníaco no significa la eliminación del carbón, sino sólo una disminución del combustible. No es coherente que el nuevo Plan de Descarbonización valide e incentive una tecnología que no avanza en la eliminación del carbón de la matriz eléctrica. Se sugiere eliminar medida	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.
Sector Privado	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	La medida propuesta indica que "... se analizarán e implementarán alternativas de reconversión de las termoeléctricas a tecnologías con combustibles sostenibles". Cabe indicar que el acuerdo firmado entre las empresas y el Estado de Chile sobre el retiro y/o reconversión abarcar meramente las unidades a carbón. No existe un acuerdo de reconversión de otro tipo de centrales térmicas. Por otro lado, las empresas de generación, no el Estado, son aquellas que implementan y financian las alternativas de reconversión de centrales a carbón. De esta forma, se recomienda modificar el texto de la siguiente manera:"... se analizarán alternativas de reconversión de las centrales a carbón a tecnologías con combustibles sostenibles".	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile, precisando este alcance

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	En todo el análisis no debiera ser sólo tecnológico. Se sugiere que esta oportunidad de reconversión pueda ser evaluada en la PELP.	Se agradece su comentario. Si bien esta medida se ha modificado (Ver nueva Medida 2 del Proyecto Definitivo) los resultados de los análisis y avances en la materia serán abordados, siempre que sea factible técnicamente, en el nuevo proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2028 - 2032, el cual iniciará a finales de 2025.
Sector Privado	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	Surge la duda si se desarrollará alguna guía que otorgue los lineamientos respecto al desarrollo de tipo de proyectos.	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.
Sector Privado	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	Creemos que la reconversión de centrales térmicas a fin de habilitar co-firing para el uso de combustibles sostenibles, como por ejemplo el amoníaco verde, podría contribuir en gran medida a la reducción de emisiones a nivel nacional utilizando la infraestructura ya existente de las centrales térmicas a lo largo del país, mientras se va ejecutando el cierre o reconversión de las centrales a carbón al año 2040. Los estudios y hallazgos que se obtengan a partir de esta medida serán un insumo muy importante para identificar y aplicar las mejores prácticas internacionales en el proceso de transformación de nuestra matriz de generación nacional.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
	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	En la medida N°4 se menciona que "se analizarán e implementarán alternativas de reconversión de las termoeléctricas hacia tecnologías que utilicen combustibles sostenibles, como el hidrógeno y el amoníaco verde a través de co-combustión o mezcla, así como condensadores síncronos". Sin embargo, el co-firing de carbón y amoníaco solo reduce la cantidad de carbón quemado, perpetuando su uso y, en consecuencia, los impactos negativos sobre la salud y el medio ambiente continúan. Además, la reconversión de una central para aceptar amoníaco implica una inversión considerable, lo que podría retrasar aún más el cierre de estas instalaciones. Por lo tanto, no es aceptable que el Plan de Descarbonización valide e incentive esta medida, ya que se aleja del objetivo fundamental de eliminar el carbón de la matriz eléctrica. Es crucial que las estrategias adoptadas sean coherentes con el compromiso de avanzar hacia un futuro energético libre de combustibles fósiles.	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.
Sociedad Civil y ONGs	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	Ver comentario al Eje 1.	Gracias por su comentario.
	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	En el último tiempo el Ministerio ha suscrito acuerdos de cooperación con distintos países, por lo que queda la duda de circunscribir esta medida particularmente en Japón y Corea.	Tanto la República de Corea como Japón son países que tienen una alta participación del carbón en su matriz de generación eléctrica, y que actualmente están analizando e impulsando iniciativas para reducir su uso, como por ejemplo la co-combustión con amoníaco, lo que además va acompañado de la investigación y desarrollo tecnológico que lo hace posible, incluso para la combustión en un 100% de amoníaco, por ejemplo. Es por eso que resulta pertinente estudiar lo que dichos dos países están haciendo, sin que ello implique dejar de lado la experiencia de iniciativas similares que otros países alcancen en materias de reconversión. Sin embargo, se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.
Academia y Centros de Investigación	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	Al avanzar mas rapido la tecnologia nos puede permitir reducir las emisiones rapidamente	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Otro	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	Incorporar la evaluación de reconversión de centrales a tecnologías ERNC, como la Geotermia o formas novedosas de CSP.	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.
Sociedad Civil y ONGs	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	El Anteproyecto del Plan de Descarbonización propone específicamente como alternativa de “reconversión para la descarbonización” la co-combustión de carbón con amoníaco. Esta tecnología no conduce a la eliminación del carbón en la generación eléctrica, sino sólo posibilita una disminución parcial de la quema de dicho fósil. No es coherente que el Plan de Descarbonización valide e incentive tecnologías que no avanzan en la eliminación del carbón de la matriz eléctrica, sino sólo reducen una parcialidad, que su desarrollo no está a nivel comercial, y que correspondería a la opción tecnológica de uno de los titulares dueños de centrales a carbón. El Plan de Descarbonización tiene como objetivo retirar el carbón de la matriz eléctrica y no debe ser confundido con el Plan del gobierno para incentivar el Hidrógeno Verde que busca promover la fabricación, exportación y uso de hidrógeno y amoníaco. Visualizamos que esta confusión es la que motivó a consignar la inyección de una proporción de amoníaco en la generación eléctrica en base a carbón, como una alternativa de “reconversión para la descarbonización” aunque se mantenga la quema de dicho combustible. Proponemos eliminar esta medida N°4 en base a los siguientes fundamentos: 1.La tecnología de co-combustión no esta desarrollada a escala comercial. Actualmente, Japón (con la central de Hekinan1000 MW) , China (Central Huaneng Yantai de 40 MW) y Corea, con proyectos piloto muy pequeños, son los únicos países que han declarado proyectos de prueba de co-combustión carbón-amoníaco. 2. La co-combustión significa un aumento en los costos variables de operación, esto pues el amoníaco verde es más caro que el carbón por unidad de energía producida (Bloomberg NEF, 2023). 3. Aunque el uso de amoníaco en la generación a carbón disminuye la emisión de dióxido de carbono, su combustión eleva los óxidos de nitrógeno durante la combustión. Los óxidos de nitrógeno (NO y NO2) son ambientalmente muy dañinos ya que, entre otros efectos, pueden generar lluvia ácida, smog y son precursores de ozono troposférico. Esto ha sido advertido por Informes de Transition Zero , donde han destacado que la co-combustión carbón amoníaco tiene una capacidad muy limitada para reducir directamente las emisiones. En publicaciones de 2022 dicha institución alertó de que una central a carbón con 20% de co-combustión con amoníaco emitía cinco veces más gases de efecto invernadero que el valor referencial del escenario NetZero de la Agencia Internacional de Energía (AIE) para 2030 y una central con 50% de co-combustión emitiría tres veces más que dicho escenario de la AIE. Proponemos eliminar de la medida N°4 la co-combustión carbón – amoníaco como alternativa de reconversión para la descarbonización.	Se rediseña la medida y se enfoca en identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.
Sector Privado	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	Como una medida complementaria para fomentar la innovación y levantar las barreras de entrada de la evaluación de proyectos de tecnologías que aún no son maduras en Chile, por ejemplo, hidrógeno verde, generación eólica en el mar, mareomotriz, geotermia, etc, se sugiere realizar estudios que permitan disponibilizar públicamente el potencial de desarrollo y características de los recursos y condiciones requeridas para la instalación de ese tipo de proyectos en Chile. Estos estudios, por ejemplo caracterización del recurso eólico a lo largo de Chile y análisis topográfico de fondo marino, suelen tener un alto costo de desarrollo, por lo que corresponden a un factor relevante a considerar a la hora de realizar un proyecto de innovación posicionándose como una barrera de entrada.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	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	Creemos necesario especificar al menos preliminarmente qué instrumentos se considerarían para evaluar lo que se considera como un “proyecto coherente con el desarrollo sostenible”, u otorgar definiciones concretas en el proyecto de ley. Lo anterior, por cuanto en la normativa chilena existen definiciones de lo que se considera “desarrollo sustentable” (ley 19.300), pero estos no son conceptos homologables, a menos que ello se especifique. Además, si bien existen diversos instrumentos que establecen orientaciones hacia lo que puede considerarse como un desarrollo sostenible y/o sustentable, en muchos casos estos instrumentos son de carácter general, otorgando lineamientos y metas, y no contienen criterios cuantificables. Cabe hacer presente que, desde el Ministerio de Hacienda, se está sometiendo a consulta pública el Anteproyecto de Sistema de Clasificación Taxonomía de Actividades Económicas Medioambientalmente Sostenibles de Chile (T-MAS), pero no es claro el rol de este documento en la materia o cómo pretende dialogar con nuevos instrumentos nacionales e internacionales que se dicten en la materia.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Dada la relevancia y lo sectorial de esta medida, se solicita se tramite en forma separada del "Pacto fiscal".	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	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	Se sugiere especificar y definir criterios claros para la selección de proyectos que accederán al beneficio.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	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	El medio para incorporar este beneficio debe ser distinto a la discusión tributaria sobre el impuesto a la renta, para facilitar y acelerar su tramitación. Abordarlo dentro de un mismo proyecto de ley pone en riesgo su factibilidad. Por otro lado, la medida habla de "focalizar en proyectos que aporten a la descarbonización y transición justa", sin aclarar bajo qué criterios se discriminará o si el beneficio se aplicará de manera transversal a los sectores económicos y empresas que inviertan en I+D. La reducción de emisiones depende de toda la cadena de valor, por lo que este beneficio tributario debe ser amplio y aplicarse a todo concepto que esté en línea con la eficiencia energética, mitigación y reducción de emisiones, independiente de si se aplica al sector energético.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	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	<ul style="list-style-type: none"> - La medida indica que 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. Aclarar si este tipo de incentivos tiene un foco en oferta y/o en demanda, y qué tipo de proyectos. - Se incia que 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. Se solicita que se explique cómo podría incorporarse un instrumento regulatorio en la ley I+D de incentivo tributario y el alcance que podría tener, dada su diferente naturaleza. - Dada la relevancia y lo sectorial de esta medida, se solicita se tramite en forma separada de otras iniciativas tributarias como el "Pacto fiscal". 	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	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	<p>Para fomentar la innovación y levantar las barreras de entrada de la evaluación de proyectos de tecnologías que aún no son maduras en Chile, por ejemplo, hidrógeno verde, generación eólica en el mar, mareomotriz, geotermia, etc, se sugiere realizar estudios que permitan disponibilizar públicamente el potencial de desarrollo y características de los recursos y condiciones requeridas para la instalación de ese tipo de proyectos en Chile.</p> <p>Estos estudios, por ejemplo caracterización del recurso eólico a lo largo de Chile y análisis topográfico de fondo marino, suelen tener un alto costo de desarrollo, por lo que corresponden a un factor relevante a considerar a la hora de realizar un proyecto de innovación posicionándose como una barrera de entrada.</p>	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Su propuesta de realizar estudios que disponibilicen el potencial y las condiciones para el desarrollo de tecnologías no maduras en Chile (como el hidrógeno verde, la eólica marina, mareomotriz y geotermia) es altamente relevante y se alinea con los objetivos de nuestro plan de descarbonización. Sin embargo, se elimina esta medida de la versión definitiva del plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	<p>- La medida indica que 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. Aclarar si este tipo de incentivos tiene un foco en oferta y/o en demanda, y qué tipo de proyectos.</p> <p>- Se incia que 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. Se solicita que se explique cómo podría incorporarse un instrumento regulatorio en la ley I+D de incentivo tributario y el alcance que podría tener, dada su diferente naturaleza.</p> <p>- Dada la relevancia y lo sectorial de esta medida, se solicita se tramite en forma separada de otras iniciativas tributarias como el "Pacto fiscal".</p>	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Academia y Centros de Investigación	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	Que se proponga aumentar el crédito tributario al 50% para proyectos sostenibles y triplicar el umbral superior del crédito es una muy buena propuesta. Además, se incorpora el "sandbox regulatorio" en la regulación eléctrica, promoviendo la innovación en proyectos de reconversión.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Academia y Centros de Investigación	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	Si no se dirige correctamente, la actualización podría beneficiar más a grandes empresas que a proyectos más pequeños e innovadores.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.
Sociedad Civil y ONGs	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	Ver comentario al Eje 1.	Gracias por su comentario.
Sector Privado	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	Para fomentar la innovación y levantar las barreras de entrada de la evaluación de proyectos de tecnologías que aún no son maduras en Chile, por ejemplo, hidrógeno verde, generación eólica en el mar, mareomotriz, geotermia, etc, se sugiere realizar estudios que permitan disponibilizar públicamente el potencial de desarrollo y características de los recursos y condiciones requeridas para la instalación de ese tipo de proyectos en Chile. Estos estudios, por ejemplo caracterización del recurso eólico a lo largo de Chile y análisis topográfico de fondo marino, suelen tener un alto costo de desarrollo, por lo que corresponden a un factor relevante a considerar a la hora de realizar un proyecto de innovación posicionándose como una barrera de entrada.	Se elimina esta medida de la versión definitiva del Plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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	Ver comentario al Eje 1.	Gracias por su comentario.
	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	Se solicita aclarar cómo se compatibiliza esta medida con las disposiciones establecidas en el artículo 72°-13 de la LGSE, y en el DS 52/2017. Asimismo, se solicita aclarar la necesidad de incorporar cuotas de proyectos piloto en distintos procesos, como la licitación de SSCC. Por otra parte, se sugiere explorar metodologías para la remuneración de los proyectos piloto, y cómo se compatibiliza su ingreso al sistema eléctrico respecto del cumplimiento de las normas y estándares definidos.	Gracias por su observación. La medida 5 se eliminó del Plan, por requerimientos de priorización de otras medidas legislativas.
Sector Privado	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Se sugiere fomentar la participación del Coordinador Eléctrico en proyectos financiados por Corfo para la investigación y desarrollo de estudios o mejoras en términos de operación eficiente de la red eléctrica.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Reafirmamos nuestro comentario a la medida 4. El financiamiento de Corfo y ANID es una herramienta que puede ser utilizada tanto para fomentar la creación de capacidades, disminuir la brecha de género en la industria eléctrica y generar oportunidades en zonas prioritarias de Transición Socioecológica Justa.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Se solicita especificar medidas concretas respecto a los instrumentos a potenciar instrumentos, así como la evaluación para definir esa priorización.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	1. ¿Calificarían las grandes empresas generadoras como sujetos que pueden acceder a fondos concursables de CORFO, o solo se entregarán estos instrumentos de fomento a las pequeñas y medianas empresas?	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Medida 6, Página 32. Aunque se incluye el fortalecimiento de instrumentos de Corfo, no se mencionan mecanismos como bonos verdes para grandes proyectos renovables.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía. Adicionalmente, se recalca que el Plan contempla otros mecanismos de financiamiento asociados a los mercados de carbono.
Sector Privado	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	- Se solicita especificar medidas concretas respecto a los instrumentos a potenciar, así como la evaluación para definir esa priorización. Explicitar a qué se refiere con proyectos de demanda. - Se indica un Plazo: 2025-2030, con un "Proceso anual y permanente, dependiendo de los plazos de cada instrumento." Se solicita entregar más detalle del plazo	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	- Se solicita especificar medidas concretas respecto a los instrumentos a potenciar, así como la evaluación para definir esa priorización. Explicitar a qué se refiere con proyectos de demanda. - Se indica un Plazo: 2025-2030, con un "Proceso anual y permanente, dependiendo de los plazos de cada instrumento." Se solicita entregar más detalle del plazo	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	1.- ¿De dónde sale presupuesto para estas iniciativas, es una redistribución presupuestaria o un aumento?	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Academia y Centros de Investigación	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	La iniciativa de Corfo para enfocar instrumentos hacia la descarbonización es crucial para la transición energética de Chile. El "Crédito Verde" impulsa proyectos innovadores al superar barreras económicas, mientras que priorizar tecnologías digitales y la reconversión de centrales térmicas fortalece un sistema eléctrico eficiente y sostenible.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Academia y Centros de Investigación	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Esta buena potenciar los instrumentos de corfo para los proyecto que quieran hacer.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Academia y Centros de Investigación	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Si no se distribuyen adecuadamente los recursos, algunos proyectos que realmente contribuyan a la transición energética podrían quedar sin apoyo.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Academia y Centros de Investigación	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Muy bien, como sugerencia que Corfo baje barreras de la postulación.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	1) Pág. 32. Se propone potenciar instrumentos Corfo para proyectos de descarbonización, pero focalizados en la matriz eléctrica. Al respecto se debe también ampliar dicho instrumento a medidas que promuevan el uso de gases renovables (biometano). Tomar en consideración que el sector transporte tiene potencial relevante de aporte a la descarbonización. 2) Pág. 33: Se solicita aclarar cuales son los criterios para apalancar -mediante este tipo de créditos- un proyecto "verde" no necesariamente eléctrico.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Ver comentario al Eje 1.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Se sugiere considerar también soluciones que tengan riesgos tecnológicos que dificulten su aprobación financiera. También se sugiere analizar la posibilidad de presentación también de soluciones conjuntas (suministro y demanda) que tengan riesgos tecnológicos que dificulten su aprobación financiera.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Vemos importante que dentro de los proyectos que puedan acceder a este instrumento de financiamiento se considere a proyectos de hidrógeno verde y derivados teniendo presente que pueden contribuir a la descarbonización de procesos productivos existentes a nivel nacional así como también para la generación local del insumo necesario para la reconversión de centrales a carbón en el país.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Ver comentario al Eje 1.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Academia y Centros de Investigación	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Puede ser incentivo para pequeñas empresas que desean entrar al rubro	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Otro	Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda	Permitir inversiones relevantes de Corfo, emulando su época dorada en la creación de empresas estatales. No todo debe ser fomento al privado. Que el fomento sea directamente al inversor, sin pasar por entidades bancarias. Esto para evitar crear un “CAE Energético”.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque se ha decidido que esta medida no será parte de este plan, se considerará como parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	1. Respecto al “Objetivo”, se solicita tener en cuenta modificaciones a las DDU que consideren el desarrollo de instalaciones de consumo de amoníaco verde (u otros derivados del hidrógeno verde). Sobre esto, se solicita estudiar la incorporación, en coordinación con el Ministerio de Vivienda y Urbanismo, de modificaciones a la DDU 470 que reconozcan reglas especiales que faciliten el emplazamiento de instalaciones de consumo de amoníaco verde y su utilización en proceso de reconversión de centrales.	Esto se aborda en el Plan de Acción de H2V, complementario a este Plan. Sin embargo esta medida apunta a una modificación reglamentaria (OGUC) más amplia, que puede involucrar también a los derivados el hidrógeno, en la medida que sean habilitantes de la transición energética.
Sector Privado	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	Existe la necesidad de asegurar que en la elaboración de instrumentos normativos y de planificación territorial se mantenga una visión holística y de planificación nacional. En caso de que se lleve a cabo esta medida, es necesario homologar los criterios que se aplicarán por municipio o comuna, por ejemplo, en materia de construcción bajo las líneas de transmisión. Además, creemos que es necesario evaluar la relevancia de los permisos a solicitar para incluir exenciones de algunos de ellos en el caso de proyectos que faciliten la transición energética; por ejemplo, exención en algunos de los permisos de construcción que distintas autoridades requieren, como el PAS 160 correspondiente al Informe de Factibilidad para las Construcciones ajenas a la Agricultura (“IFC”). El objetivo de dicho permiso es que no se generen nuevos polos de desarrollo urbano fuera del ordenamiento territorial vigente. Una subestación eléctrica y las instalaciones que este tipo de instalaciones incluye -como casetas de control o servicios sanitarios- no generará este tipo de polos de desarrollo, considerando que es infraestructura energética y no tiene algún objetivo relacionado con la vivienda o habitación de las personas. Por lo anterior, la tramitación del PAS 160 en el contexto de una subestación eléctrica no aplicaría o carecería de utilidad práctica.	La medida apunta a una modificación reglamentaria (OGUC) más amplia, que puede involucrar también estas materias, y por lo tanto, es de aplicación nacional.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.
Sector Privado	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	La medida es consecuente con la agregación del artículo 28 decies en la LGUC, y por ende, necesario estipular en la OGUC definiciones a la normativa que permitan la coordinación entre la planificación energética y territorial. La instalación de infraestructura puede tener la figura de “indeseable” para los vecinos de las zonas donde se busca instalar, siendo necesario contar con planes y estrategias desde el sector público para trabajar el relacionamiento comunitario. Por último, es relevante notar que existirá infraestructura que tendrá escala intercomunal, rigiéndose por PRI/PRM y no por LGUC, por lo que debe evaluarse la inclusión de infraestructura energética en sus propios reglamentos. Esta medida no se hace cargo de lo anterior, al centrarse únicamente en PRC. Más detalle en minuta adjunta.	Esta medida aborda la modificación de 1 OGUC, por lo tanto va más allá de los PRC.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	Nos parece que no se especifica con claridad cuál será la modificación a la OGUC que se busca impulsar. Una posible sugerencia sería establecer una regla que prohíba a los IPTs imponer restricciones a la instalación de infraestructuras que contribuyan a la descarbonización, permitiendo, eso sí, la regulación de compensaciones u otras medidas similares. Tampoco se detalla cuál será la interpretación promovida respecto a los sistemas de almacenamiento puros o aislados, lo que genera incertidumbre en su implementación. Adicionalmente, sería fundamental mejorar el acceso a la información sobre los IPTs. En la actualidad, no existe un repositorio único, actualizado y suficientemente confiable que permita consultar las ordenanzas y planos correspondientes, lo cual dificulta la planificación y ejecución de proyectos alineados con los objetivos de descarbonización.	El alcance del Plan que refiere sólo a una hoja de ruta de acciones, el diseño en profundidad de la modificación normativa es materia de estudio y por lo tanto será parte de la implementación de la medida.
Sector Privado	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	1.- Pág 34. Se declara: "Compromisos como la meta de mitigación del artículo 4º 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." ¿Cómo y quién define qué es la infraestructura asociada a la descarbonización? 2.- En el caso de que el proyecto se emplace dentro de áreas evaluadas estratégicamente, se podría excluir la aplicación de la tipología específica de ingreso al SEIA, tal como ocurre con el literal g y el k.1 del artículo 3º del RSEIA. Las medidas propuestas dan pie a que judicialmente se fuerce el ingreso al SEIA, por la cantidad de conceptos jurídicos indeterminados que se utilizan.	Esto se abordará en la modificación reglamentaria en específico.
Academia y Centros de Investigación	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	La inclusión de la infraestructura energética en la OGUC alineará la planificación urbana con las metas de descarbonización de Chile, promoviendo ciudades más eficientes y resilientes al cambio climático. Esto impulsará el desarrollo urbano sostenible y los objetivos climáticos del país.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	la medida es buena ya que sería muy clave para la transición energética que se requiere para los instrumentos normativos y las planificaciones territoriales.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	Es necesario un enfoque muy detallado para evitar conflictos entre el desarrollo energético y otros usos del suelo, como la agricultura o el turismo.	La compatibilidad respecto a otros usos del territorio se aborda en la medida 10 del Plan definitivo.
Academia y Centros de Investigación	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	No está muy clara esta medida.	Se acoge observación y se ajusta redacción de la medida.
Sector Privado	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	Se sugiere explicitar qué se entiende por infraestructura clave, mencionado explícitamente a los sistemas de almacenamiento y a las centrales generadoras. Junto con lo anterior, y en relación a la propuesta de incorporar infraestructura clave en instrumentos normativos y de planificación es importante considerar que hoy se encuentran dos proyectos de ley en tramitación (proyecto de ley de permisos y proyecto de ley de reforma SEIA) por lo que esta propuesta pudiera ser integrada en estos proyectos.	Esto será materia de definición reglamentaria, en armonía con la normativa vigente y considerando aquella en elaboración.
Otro	Medida 7. Incorporar a la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial	Fomentar el uso dual o múltiple del suelo: estacionamientos solares, edificios verdes, autopistas eléctricas, entre otros. El objetivo no debe ser simplemente plantar una central en el medio de la ciudad, sino integrarla y hacerla de múltiples formas.	Se acoge observación y se estudiará en el rediseño de la medida. Sin embargo, es importante aclarar que el alcance de este Plan refiere a proyectos de infraestructura energética de gran escala del Sistema Eléctrico Nacional.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	1. En relación al “Objetivo,” en su primer párrafo, se solicita aclarar, respecto de los “instrumentos de planificación energética existentes”, lo siguiente: i. Si los instrumentos citados en el PdD son los únicos que considera el Ministerio o existen otros documentos no mencionados que también se considerarán dentro de esa categoría. ii. Cuál es el nivel de coordinación entre los distintos instrumentos mencionados, y, de existir, el nivel de prelación que estos puedan tener. En particular, aclarar la frase que señala que la “jerarquía, interrelación, aplicación y fortalecimiento de estos instrumentos requiere ser revisada a la luz de los desafíos de la transición energética”. iii. Aclarar si es posible consolidar distintos instrumentos. 2. En relación a la sección “Instrumentos”, se solicita aclarar cuáles serían los puntos principales de las modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, en particular, qué elementos de la “versión original” del proyecto de Ley de Transición Energética, Boletín 16.078-08, serían considerados por el Ministerio. Además, qué modificaciones se consideran al Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo.	Gracias por su comentario. Invitamos a revisar la versión definitiva del Plan y, en particular, el “EJE 2: PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA PARA EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO” donde se abordan sus observaciones.
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	Coincidimos en la necesidad de fortalecer la relación entre los instrumentos de planificación energética, tanto para dar certezas en la orientación de la infraestructura energética como en la consideración de los objetivos de mitigación y adaptación al cambio climático y el cumplimiento de la meta de carbono neutralidad en 2050. No obstante, es necesario jerarquizar la aplicación de planes y estudios de modo que, finalmente, se aplique uno solo (pues el resto serán insumos), y así evitar una sobreabundancia de planes y estrategias que, eventualmente, pueda llegar a ser inclusive contradictorios. El establecimiento de obras estratégicas constituye un aporte, sin embargo, creemos necesario vincular este posible instrumento con los distintos proyectos prioritarios, obras urgentes, etc., que se plantean en los proyectos de ley actualmente en tramitación, como la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales, y el procedimiento de urgencia señalado en el art. 15 de la ley 19.300 y en el artículo 63 de la ley 19.880. Además, como desarrollaremos en la medida 14, creemos necesario tener precaución en cuanto a la reformulación del Estudio de Franjas. Cabe hacer presente que el artículo 87 de la Ley ya indica la obligación de considerar el ICVAT, por lo que debiese explicitarse qué otros elementos se considerarán y en qué forma.	Gracias por su comentario. Invitamos a revisar la versión definitiva del Plan y, en particular, el “EJE 2: PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA PARA EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO” donde se abordan sus observaciones.
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	Se solicita especificar a qué tipo de “variables críticas” se refiere específicamente. Asimismo, se solicita aclarar a qué se refiere con “así como identificar nuevos Polos de Desarrollo (con un enfoque energético)”, considerando que los polos de desarrollo ya tienen ese enfoque.	Las variables críticas se refieren a aquellas variables ambientales y territoriales que implican un alto condicionamiento del desarrollo de infraestructura energética, tanto desde la perspectiva normativa como de su incidencia en la tramitación de los proyectos. Respecto a los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, actualmente se acortan a las fuentes de generación renovable, por lo cual se busca abordar el sector energético en su conjunto, incorporando otras tecnologías como por ejemplo almacenamiento de energía u elementos del segmento del combustibles, como por ejemplo el H2V.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue: “I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales; j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;” Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile. Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300. Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012. [2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”. [3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue: “I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales; j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;” Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile. Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300. Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012. [2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”. [3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se aclara que no se busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajusta el plan en razón de ello, eliminando la mención a esta materia.
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>1. Se debería considerar a todos los actores del sector eléctrico, incluyendo empresas y asociaciones gremiales, para abordar el PELP y PEER, y especificar de dónde se obtendrán los insumos para fortalecer estos instrumentos.</p> <p>2. El fortalecimiento de los instrumentos de planificación energética requieren que su temporalidad sea apropiada para la transición energética. En tal sentido si el 2025 se ingresa el proyecto de Ley que modifique las LGSE, el periodo 2023-2027 quedará sin las señales económicas, territoriales para la descarbonización.</p>	Gracias por su observación. El Decreto de Planificación Energética 2023 - 2027 fue promulgado el 31 de agosto de 2025 por lo que el Plan de Descarbonización queda fuera de su alcance; sin embargo, podrán incorporarse nuevas visiones o enfoques tanto en los procesos anuales de actualización de antecedentes como en el próximo proceso 2028-2032. Por otra parte, cabe destacar que tanto la PELP como los PEER incluyen la participación amplia de actores en sus etapas de elaboración, regulados a través del Decreto Exento N° 134, de 2016, del Ministerio de Energía.
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	Se solicita especificar a qué tipo de “variables críticas” se refiere específicamente. Asimismo, se solicita aclarar a qué se refiere con “así como identificar nuevos Polos de Desarrollo (con un enfoque energético)”, considerando que los polos de desarrollo ya tienen ese enfoque.	Las variables críticas se refieren a aquellas variables ambientales y territoriales que implican un alto condicionamiento del desarrollo de infraestructura energética, tanto desde la perspectiva normativa como de su incidencia en la tramitación de los proyectos. Respecto a los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, actualmente se acortan a las fuentes de generación renovable, por lo cual se busca abordar el sector energético en su conjunto, incorporando otras tecnologías como por ejemplo almacenamiento de energía u elementos del segmento del combustibles, como por ejemplo el H2V.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	La inclusión de los Informes de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (IC-VAT) tanto en la Planificación Estratégica de Largo Plazo (PELP) y en los Planes Estratégicos de Energía en Regiones (PEER) es una medida positiva para que tanto el Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía consideren los plazos más cercanos a la realidad en el ámbito de la estimación de la duración de la tramitación ambiental (ante el SEIA) y territorial (ante el Ministerio de BBNN o privados) para los procesos de licitación, construcción y entrada en operación de obras que contribuyan a la descarbonización y las eventuales medidas de mitigación, en caso de retrasos en la entrada de operación, para los distintos generadores que podrían tener un impacto negativo por la demora de los proyectos.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Su comentario va en línea con el objetivo de lo que se propone.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	Capacitación a funcionarias y funcionarios: Desarrollar espacios de formación y creación de capacidades en las y los funcionarios del Ministerio de Energía junto a sus Secretarías Regionales Ministeriales, así como las instituciones relacionadas e interesadas en el desarrollo de proyectos energéticos con el fin de permear en los servicios del Estado cómo se debe brindar un correcto acceso a la información para la ciudadanía, con especial foco y énfasis en la transición justa.	Gracias por su observación. Sin embargo, las materias comentadas escapan del alcance de este plan.
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	El artículo 87 de la Ley ya indica de la obligación de considerar el ICVAT, deberá quedar mas expreso que cosas se deberan considerar, y en que forma. Se debiese establecer de forma mas clara que debe analizar este estudio, probablemente debiese ser en reglamento.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Efectivamente, se busca por una parte precisar esto reglamentariamente, pero también mejorar el proceso de planificación con una mayor integración entre el Ministerio de Energía y la CNE en esta materia.
	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	Actualmente, los PEER en la práctica no están siendo sometidos a EAE, a pesar de que esa fue la intención original, lo que plantea dudas sobre la efectividad de esta medida en el escenario actual. Si bien someter estos instrumentos a EAE es un paso positivo, esto no asegura la viabilidad de los proyectos, ya que se trata de instrumentos indicativos y no normativos, y sigue sin existir una vinculación clara y operativa entre el SEIA y los instrumentos de evaluación asociados. Adicionalmente, se recomienda evaluar cómo garantizar que los resultados de los PEER sean considerados en los PROT. Una posible solución sería formalizar la articulación entre ambos instrumentos, de manera que los PEER, indicativos y de naturaleza técnica, se conviertan en insumos normativos dentro de los PROT. Esto permitiría que los resultados de los PEER enriquezcan los PROT de manera coherente, asegurando una planificación territorial más consistente entre todas las regiones.	La vinculación de los PEER y de otros instrumentos sectoriales ya está prevista en el Reglamento PROT en proceso de toma de razón, para lo cual el Ministerio de Energía deberá informar a los respectivos Gobiernos Regionales de los instrumentos con incidencia territorial que genere. Asimismo, los PEER consideran una colaboración estrecha con los GOREs en su elaboración, para asegurar su integración a los procesos de ordenamiento territorial regional.
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	Se solicita especificar a qué tipo de "variables críticas" se refiere específicamente. Asimismo, se solicita aclarar a qué se refiere con "así como identificar nuevos Polos de Desarrollo (con un enfoque energético)", considerando que los polos de desarrollo ya tienen ese enfoque.	Las variables críticas se refieren a aquellas variables ambientales y territoriales que implican un alto condicionamiento del desarrollo de infraestructura energética, tanto desde la perspectiva normativa como de su incidencia en la tramitación de los proyectos. Respecto a los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, actualmente se acortan a las fuentes de generación renovable, por lo cual se busca abordar el sector energético en su conjunto, incorporando otras tecnologías como por ejemplo almacenamiento de energía u elementos del segmento del combustibles, como por ejemplo el H2V.
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	4.- Si bien destacamos el concepto de "obra estratégica" (OOEE) que se desarrolla en esta acción, el enfoque no parece satisfactorio. Más que establecer excepciones para algunas legislaciones específicas y permitir a la Autoridad Pública tramitar anticipadamente ciertos permisos -tal como ocurre en materia de obras públicas-, se sugiere establecer un marco jurídico de excepción, acotado temporalmente, inspirado en las "Planining Act 2008" y "Crossrail Act 2008" inglesas, de manera que se puedan ejecutar estas OOEE en plazos razonables. Dicho marco jurídico de excepción podría incluir a lo menos los siguientes elementos: contenerse en una Ley, que posiblemente deba tramitarse como una LOC (1); establecer un mecanismo de selección de obras estratégicas con el más alto nivel de responsabilidad política -decreto supremo o inclusión de una primera nómina de proyectos seleccionados en las disposiciones transitorias de la ley- (2); establecer amplios poderes a la Administración para determinar las condiciones en que se ejecutarán estas obras, pudiendo imponer requisitos de orden ambiental u de otro tipo, que se concentren de manera indelegable en una Autoridad Política de alto nivel -Ministro- (3); excluir la aplicación del SEIA a estos proyectos (4); otorgarles compatibilidad territorial de pleno derecho (5); excluirlos de la necesidad de tramitar ciertos permisos -v. gr. municipales, forestales, concesiones marítimas- (6); concentrar el otorgamiento de los demás permisos y autorizaciones en un solo órgano -Ministro- (7); establecer un órgano jurisdiccional ad hoc -similar a la Comisión Arbitral- y que este órgano resuelva todas las materias referidas a estas obras estratégicas, incluida su eventual paralización o suspensión (8); que el rol de la SMA se acote a la fiscalización de otros instrumentos de gestión ambiental (v. gr. norma de ruido), pero que no pueda disponer la suspensión y paralización de las obras -sin perjuicio de que pueda coordinarse para que se soliciten ante el órgano que corresponda- (9); y, finalmente, que se establezcan procesos de participación ciudadana y consulta indígena con reglas especiales, permitiendo la impugnación del proceso únicamente en caso de vicios esenciales y relativos a normas procedimentales (10).	Se ajusta la medida para incorporarlo en los marcos existentes de planificación sectorial, considerando el contexto normativo vigente y en desarrollo, tales como la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales y el Proyecto de Ley de Aceleración de la Descarbonización.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	3.- Pág 35. se declara: "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..." Si se considera la planificación de otros vectores de energía debería ser una planificación integrada, es decir obtener señales de localización de demanda de electrificación (por ejemplo, producción de hidrógeno verde) dentro de la planificación de la transmisión y/o de la PELP, con el fin de no generar mayores cuellos de botella en el sistema eléctrico y aprovechar zonas con vertimiento por ejemplo.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Su comentario va en línea con el objetivo de lo que se propone.
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	1.- Pág 35. se declara: "... "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." No se ve la necesidad de incluir la obligación legal, ya que todo proceso que lleve a cabo el Ministerio/CNE o cualquier ente público, debiese considerar la mejor información disponible, en cuanto a veracidad y actualización. En definitiva este tipo de iniciativas son medidas cosméticas que en nada deberían afectar la correcta planificación territorial.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Su comentario va en línea con el objetivo de lo que se propone, que busca a través de la vía reglamentaria, precisar cómo se utiliza en el alcance de las obras y su valorización.
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	2.- Pág 35. se declara: "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." No se perciben impedimentos legales ni administrativos para realizar esto en la actualidad.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Respecto a los PDGE, actualmente deben ser identificado dentro del proceso quinquenal PELP, para que sean decretados en el contexto de la PELP. La propuesta apunta a flexibilizar el procedimiento, para poder decretarlos en el interperiodo quinquenal, sin tener que activar una actualización de la PELP para ello.
Academia y Centros de Investigación	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	La actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo, la incorporación obligatoria del Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales y la mejora de los Planes Estratégicos de Energía en Regiones harán las políticas energéticas más eficientes y adaptadas a las necesidades locales.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	el objetivo plantea esta bueno ya que fortalecería los instrumentos que están planificados para acelerar el desarrollo de infraestructura.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	Si no se actualizan regularmente, los planes podrían quedar desfasados y no adaptarse a las nuevas tecnologías.	Se agradece su comentario y prevención.
Academia y Centros de Investigación	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	Una medida muy esperada.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>Importancia de fortalecer instrumentos de planificación</p> <p>El fortalecimiento de los instrumentos de planificación es esencial para garantizar que el despliegue de energías renovables no solo contribuya a la descarbonización, sino que también se realice de manera armoniosa con la biodiversidad y el territorio.</p> <p>Una planificación deficiente o desarticulada puede generar impactos ambientales irreversibles, conflictos sociales y un rechazo significativo a proyectos que, en esencia, buscan beneficiar a la sociedad y al planeta.</p> <p>Dado el contexto de emergencia climática, resulta imperativo instalar mayor capacidad renovable para reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Sin embargo, este proceso no debe comprometer la integridad ecológica ni generar desequilibrios sociales. Los instrumentos de planificación fortalecidos permiten identificar áreas más idóneas para la instalación de proyectos, minimizar impactos negativos y facilitar la aceptación social al incorporar procesos participativos y transparentes.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>La Medida 8 plantea un enfoque integral para robustecer los instrumentos de planificación energética, pero puede ser complementada mediante la incorporación de los siguientes elementos, orientados a garantizar una transición energética sostenible, socialmente aceptable y ambientalmente responsable:</p> <p>a) Cartografía detallada Proponemos integrar herramientas de cartografía detallada y zonificación basada en criterios ambientales y territoriales. Estas herramientas deben permitir incorporar capas de información como corredores ecológicos, hábitats prioritarios y territorios de comunidades indígenas o vulnerables.</p> <p>b) Participación pública efectiva Se propone:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Realizar consultas abiertas y transparentes durante la formulación y actualización de los PDE y los Planes Estratégicos de Energía en Regiones. • Incluir plataformas digitales y presenciales para recoger observaciones y propuestas de comunidades locales, organizaciones de la sociedad civil, y actores clave del sector energético. • Establecer mecanismos de retroalimentación efectiva, garantizando que las observaciones ciudadanas sean consideradas en las decisiones finales. <p>c) Mitigación de impactos en biodiversidad Es crucial priorizar la mitigación de impactos en biodiversidad durante la planificación energética. Para ello, se recomienda:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incorporar criterios de protección ambiental en la selección de emplazamientos para infraestructuras energéticas, priorizando áreas con bajo valor ecológico. • Crear un sistema de monitoreo continuo que evalúe los impactos ambientales y promueva ajustes dinámicos en los planes de desarrollo energético. • Desarrollar incentivos para que los proyectos energéticos incluyan medidas de compensación ecológica cuando sean necesarios. <p>d) Flexibilidad para cambios contextuales La planificación energética debe ser adaptable a las condiciones dinámicas del sector. Se propone:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incorporar revisiones periódicas de los instrumentos de planificación energética basadas en nuevos datos tecnológicos, ambientales y económicos. • Establecer escenarios flexibles que permitan responder a contingencias, como cambios regulatorios, crisis climáticas o avances tecnológicos disruptivos. • Promover la integración de tecnologías emergentes, como el uso de baterías para sustituir transmisión, dentro de los PDE y otros instrumentos de planificación. 	<p>Gracias por su observación, propuesta e interés en participar de esta consulta pública.</p> <p>Respecto a su propuesta, todo lo que indica ya se realiza en el contexto de los PDGE y PEER, excepto lo que refiere a impactos, ya que es materia de proyectos y no del nivel de planificación, y de incentivos, que es una materia que consideraremos especialmente en las áreas de gestión energética de los PEER.</p>
Sector Privado	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>Sería importante que la planificación de polos de desarrollo considere que se encuentran en un mercado bajo condiciones de no discriminación. Por lo tanto, se debe garantizar que la planificación incorpore el concepto de "no priorización" en materia de despacho, de tal forma que no se generen condiciones favorables como, por ejemplo, despacho forzado o acceso a señales de precio garantizadas.</p> <p>Por otro lado, sería importante aclarar cómo se relaciona esta medida con los Planes Regionales de Ordenamiento Territorial y otros instrumentos de planificación del sector energía y a nivel regional.</p>	<p>Los PDGE se rigen por el acceso abierto. Respecto a la interacción con otros instrumentos, ya está previsto en su formulación y en la aplicación de la Evaluación Ambiental Estratégica, y particularmente en el Reglamento del PROT en toma de razón, que considera la planificación sectorial informada por los ministerios.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>Importancia de fortalecer instrumentos de planificación</p> <p>El fortalecimiento de los instrumentos de planificación es esencial para garantizar que el despliegue de energías renovables no solo contribuya a la descarbonización, sino que también se realice de manera armoniosa con la biodiversidad y el territorio.</p> <p>Una planificación deficiente o desarticulada puede generar impactos ambientales irreversibles, conflictos sociales y un rechazo significativo a proyectos que, en esencia, buscan beneficiar a la sociedad y al planeta.</p> <p>Dado el contexto de emergencia climática, resulta imperativo instalar mayor capacidad renovable para reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Sin embargo, este proceso no debe comprometer la integridad ecológica ni generar desequilibrios sociales. Los instrumentos de planificación fortalecidos permiten identificar áreas más idóneas para la instalación de proyectos, minimizar impactos negativos y facilitar la aceptación social al incorporar procesos participativos y transparentes.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>La Medida 8 plantea un enfoque integral para robustecer los instrumentos de planificación energética, pero puede ser complementada mediante la incorporación de los siguientes elementos, orientados a garantizar una transición energética sostenible, socialmente aceptable y ambientalmente responsable:</p> <p>a) Cartografía detallada</p> <p>Proponemos integrar herramientas de cartografía detallada y zonificación basada en criterios ambientales y territoriales. Estas herramientas deben permitir incorporar capas de información como corredores ecológicos, hábitats prioritarios y territorios de comunidades indígenas o vulnerables.</p> <p>b) Participación pública efectiva</p> <p>Se propone:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Realizar consultas abiertas y transparentes durante la formulación y actualización de los PDE y los Planes Estratégicos de Energía en Regiones. • Incluir plataformas digitales y presenciales para recoger observaciones y propuestas de comunidades locales, organizaciones de la sociedad civil, y actores clave del sector energético. • Establecer mecanismos de retroalimentación efectiva, garantizando que las observaciones ciudadanas sean consideradas en las decisiones finales. <p>c) Mitigación de impactos en biodiversidad</p> <p>Es crucial priorizar la mitigación de impactos en biodiversidad durante la planificación energética. Para ello, se recomienda:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incorporar criterios de protección ambiental en la selección de emplazamientos para infraestructuras energéticas, priorizando áreas con bajo valor ecológico. • Crear un sistema de monitoreo continuo que evalúe los impactos ambientales y promueva ajustes dinámicos en los planes de desarrollo energético. • Desarrollar incentivos para que los proyectos energéticos incluyan medidas de compensación ecológica cuando sean necesarios. <p>d) Flexibilidad para cambios contextuales</p> <p>La planificación energética debe ser adaptable a las condiciones dinámicas del sector. Se propone:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incorporar revisiones periódicas de los instrumentos de planificación energética basadas en nuevos datos tecnológicos, ambientales y económicos. • Establecer escenarios flexibles que permitan responder a contingencias, como cambios regulatorios, crisis climáticas o avances tecnológicos disruptivos. • Promover la integración de tecnologías emergentes, como el uso de baterías para sustituir transmisión, dentro de los PDE y otros instrumentos de planificación. 	<p>Gracias por su observación, propuesta e interés en participar de esta consulta pública.</p> <p>Respecto a su propuesta, todo lo que indica ya se realiza en el contexto de los PDGE y PEER, excepto lo que refiere a impactos, ya que es materia de proyectos y no del nivel de planificación, y de incentivos, que es una materia que consideraremos especialmente en las áreas de gestión energética de los PEER.</p>
	Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización	<p>Respecto de esta medida surgen, al menos, las siguientes dudas:</p> <p>(i) ¿Cuál es la justificación en términos técnicos de que la PELP defina obras de transmisión, siendo que constructivamente la experiencia del desarrollo de la transmisión la tiene la Comisión Nacional de Energía?</p> <p>(ii) En caso que el equipo del Ministerio pueda realizar el análisis de necesidades de expansión del sistema de transmisión, ¿cuál es la necesidad de que coexistan dos equipos realizando funciones similares (Ministerio y CNE)?</p> <p>Asimismo, se solicita aclarar cuál es la justificación de que la PELP se realice en los Sistemas Medianos, y aclarar si la intención es realizarla en los Sistemas Aislados.</p> <p>Por último, respecto de los instrumentos, se debe incorporar ajustes al reglamento de planificación de la transmisión.</p>	<p>Gracias por su comentario. Invitamos a revisar la versión definitiva del Plan y, en particular, el "EJE 2: PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA PARA EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO" donde se abordan sus observaciones. Cabe destacar que el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) y la Planificación de la Expansión Transmisión, desarrollada por la Comisión Nacional de Energía, son complementarios y relacionados entre sí, y las medidas de este Plan no buscan reemplazar ni duplicar acciones, sino optimizar los procesos.</p>
Sector Privado	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	<p>Se sugiere indicar que dichas instancias deberán incorporar en sus mecanismos de decisión los principios de transparencia, bilateralidad, coordinación, asegurando la participación e incidencia de todos los actores involucrados, con una gobernanza clara y eficiente.</p>	<p>Se agradece la sugerencia. Los aspectos asociados al diseño específico de las instancias señaladas, serán abordados en los instrumentos y lineamientos que se desarrollen para la implementación de la medida.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	1. En relación al “Objetivo” en el noveno párrafo de la medida se señala: “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”. Al respecto, Guacolda manifiesta su conformidad con la medida y respalda la idea de generar incentivos de carácter tributario que permitan apuntalar el despliegue de inversiones en línea con la descarbonización y el proceso de reconversión de unidades de generación. Sin perjuicio de lo anterior, y con el objetivo de tener mayor certeza respecto de las condiciones de aplicación de los incentivos tributarios, se solicita aclarar: i. A qué “lineamientos del Ministerio de Energía” se refiere, y cuál será el alcance de estos lineamientos. ii. En qué instrumento jurídico se establecerán los lineamientos (decreto, resolución exenta u otro), y si serán de carácter vinculante o voluntario para las empresas. iii. Respecto de los beneficios que los proyectos deberían generar, se solicita aclarar qué tipo de beneficios serán considerados por el Ministerio de Energía y en qué instrumento se definirán. iv. En cuanto a la participación las “Mesas de Energía Territorial”, cuáles serán los criterios para determinar las empresas participantes de esas instancias. v. En cuanto a la medida de carácter tributario, se solicita confirmar la fuente legal que habilitaría al Ministerio de Energía, mediante “convenio de colaboración”, el permitir a las empresas el reconocer gastos como “necesarios para producir la renta”. vi. En relación a lo anterior, qué gastos serían los que se podrían sujetar a los “convenios de colaboración”. vii. Si las medidas de carácter tributario implicarán modificaciones a la ley de impuesto a la renta u otro cuerpo normativo tributario. En la sección “Instrumentos” no se identifican modificaciones en ese sentido.	Valoramos su conformidad con la medida, y agradecemos sus consultas. Al respecto, podemos indicar que los aspectos específicos sobre los lineamientos del Ministerio de Energía, su grado de obligatoriedad, los beneficios considerados, criterios de participación, entre otros, serán abordados en su totalidad en el desarrollo de los instrumentos y/o lineamientos necesarios para la implementación de la medida. Sin perjuicio de lo anterior, con relación a la fuente legal para el reconocimiento de gastos y detalle de los gastos sujetos a convenio, los convenios señalados son aquellos mencionados en la Ley sobre Impuesto a la Renta, aprobada por el decreto ley N°824, de 1974, en su artículo 31°, N°13.
Sector Privado	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	La implementación de esta medida puede aumentar los conflictos territoriales al adelantar situaciones (obras) que podrían o no ocurrir. Teniendo presente que la participación ciudadana es fundamental en el desarrollo de proyectos de inversión en general, y en particular en proyectos de transmisión eléctrica, creemos que esta medida requiere ser reconsiderada. En primer lugar, parte de las complejidades que ha enfrentado el adecuado desarrollo de los estudios de franjas radica precisamente en los extensos procesos de participación ciudadana que se llevan a cabo, por lo que no cabe duda de que apresurar esta instancia puede resultar en un retraso para el desarrollo de proyectos. En segundo lugar, en tanto no se exima a ciertos proyectos de inversión de ingresar al SEIA, independientemente de bajo qué régimen se desarrolle la evaluación, los instrumentos producidos por el SEA siguen siendo aplicables a dichos proyectos, entre ellos, la Guía para la Participación Ciudadana Temprana en Proyectos que se Presentan al SEIA. Al respecto, consideramos que una medida eficiente sería considerar esta regulación en la formulación de proyectos, teniendo presente asimismo que la evaluación ambiental contempla un periodo reglado de participación ciudadana. Esto debido a que la creación de nuevas instancias de participación que no se encuentran respaldadas en experiencias previas y que, en el caso del estudio de franjas, han demostrado incluso tener el potencial de ser un obstáculo en la construcción de obras estratégicas para el desarrollo del país y sus habitantes, podría involucrar un retroceso en la construcción de nuevas obras y, por tanto, en lograr los objetivos vinculados al cambio climático que se pretenden cumplir. Recomendamos que, en las mesas de trabajo con comunidades que se formen a partir de proyectos de transmisión mandatados por el Plan de Expansión, participe el Ministerio de Energía, de modo que explique a las comunidades la importancia y relevancia del Proyecto. Sin perjuicio de lo anterior, respecto de las Mesas de Energía Territorial, en las cuales se convocaría a empresas, comunidades y municipios para un trabajo colaborativo centrado en el desarrollo local, la medida no especifica el alcance de las atribuciones de las que estas mesas dispondrán ni cómo se materializarán.	Agradecemos sus observaciones y recomendaciones. La implementación de los espacios de diálogo buscará evitar conflictos y retrasos, articulándose con instancias existentes y evaluando oportunamente el momento adecuado de la participación ciudadana según el contexto territorial (que permita generar incidencia, pero que no adelante conflictos u obras que podría no realizarse). El rol del Ministerio en las mesas de trabajo y el alcance de las atribuciones serán precisados en el desarrollo de los instrumentos y/o lineamientos necesarios para la implementación de la medida.
Sector Privado	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	1. En esta medida se establece que “las empresas que comprometan actuar bajo los lineamientos del Ministerio de Energía o sean parte de estas Mesas de Energía Territorial, podrán reconocer los gastos realizados por esta vía como gastos necesarios para generar renta”. En este caso, ¿las empresas que no se comprometan con el MEN no podrán reconocer estos gastos? 2. Falta detallar cuáles son los lineamientos del Ministerio de Energía por los cuales las empresas podrían reconocer los gastos. 3. Aclarar, desde el punto de vista regulatorio, cómo se materializaría esta medida.	Agradecemos sus consultas. Al respecto, podemos indicar que los aspectos específicos sobre los lineamientos del Ministerio de Energía, su grado de obligatoriedad, los beneficios considerados, criterios de participación, entre otros, serán abordados en su totalidad en el desarrollo de los instrumentos y/o lineamientos necesarios para la implementación de la medida. Sin perjuicio de lo anterior, con relación a la fuente legal para el reconocimiento de gastos y detalle de los gastos sujetos a convenio, los convenios señalados son aquellos mencionados en la Ley sobre Impuesto a la Renta, aprobada por el decreto ley N°824, de 1974, en su artículo 31°, N°13. Quienes suscriban convenios con el Ministerio de Energía podrán acceder al reconocimiento. Quienes no lo suscriban, no es que no puedan acceder en general, sino que no pueden acceder por esta vía, si podrán hacerlo por otras vías reconocidas en la ley sobre impuesto a la renta.
	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	Dentro de los espacios de Diálogo, se recomienda especificar como se incorpora la divulgación del cambio climático, con especificación de lo que significan los gases de efecto invernadero, o huella de carbono, que para una parte importante de la población es un término desconocido. Si bien a través de los medios existe un constante bombardeo de las consecuencias que tiene el cambio climático, en las actividades cotidianas; existe un desconocimiento abismante en la población no científica, de lo que significan, los gases de efecto invernadero.	Agradecemos su interés y su recomendación. Al respecto, tanto la metodología como los contenidos y otros aspectos específicos a considerar para el funcionamiento de estas instancias, serán abordadas en los instrumentos y lineamientos que se desarrollen para la implementación de la medida. En concreto, los temas relacionados con cambio climático, se consideran parte de los espacios de formación e información que promueve y desarrolla el Ministerio de Energía.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	Grupos de trabajo con representación de los grupos vulnerados por la transición: Tal como ha sucedido en varias de los casos de estudios presentados en este informe, se recomienda que el Ministerio de Energía instaure una mesa o grupo de trabajo permanente, con una gobernanza clara, con mecanismos para la toma de decisiones que permita la incidencia real y efectiva, así como un acompañamiento técnico por parte de la institución, financiamiento y facilidades de diferente tipo (infraestructura para reuniones, acceso a información, etc.). Este grupo de trabajo deberá estar integrado por representantes de diferentes sectores, grupos, formaciones y saberes, así como ser un espacio de diálogo basado en el respeto y el consenso con el fin de garantizar la participación plena. Debe incluir un enfoque de género, considerar jóvenes y niñas, así como sindicatos, pueblos indígenas y comunidades. Se recomienda la coordinación con el Ministerio de Medio Ambiente y otros organismos que se consideren pertinentes, quienes están desarrollando instancias similares, para evitar duplicar espacios de participación y toma de decisiones. Acompañamiento de la participación por parte de las autoridades sectoriales: En el caso de proyectos energéticos, que el Ministerio de Energía y sus Secretarías Regionales Ministeriales, tengan unidades y/o equipos técnicos dedicados especialmente al acompañamiento de las comunidades en los procesos participativos, a través de la entrega de información clara, en lenguaje sencillo y con alta base técnica, así como imparcial y específica para el acceso de las personas y la ciudadanía en general.	Agradecemos su interés y su recomendación. Al respecto, tanto la metodología como los contenidos y otros aspectos específicos a considerar para el funcionamiento de estas instancias (como la articulación), serán abordadas en los instrumentos y lineamientos que se desarrollen para la implementación de la medida. En concreto, los lineamientos del Ministerio abordan buena parte del enfoque de trabajo que se sugiere.
	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	No queda claro cómo se implementarán estos espacios de diálogo ni que rol jugará el Estado. Tampoco queda claro si se podrán llegar a acuerdos de manera vinculante (como una especie de PAC temprana vinculante), o al menos con algunos lineamientos vinculante, pues de lo contrario se corre el riesgo de que se dilaten más los proyectos, sin evitar la excesiva judicialización.	Agradecemos sus observaciones. La implementación de los espacios de diálogo buscará evitar conflictos y retrasos, articulándose con instancias existentes y evaluando oportunamente según el contexto territorial. El rol del Ministerio en las mesas de trabajo y el alcance de las atribuciones serán precisados en el desarrollo de los instrumentos y/o lineamientos necesarios para la implementación de la medida. Sin embargo, el rol del Estado es de facilitador del diálogo y de garante que se cumplan ciertos principios y criterios. Los acuerdos a los que se llegue, deben incorporarse en el EIA y en ese sentido son obligatorios.
Sector Privado	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	1.- Dentro de los responsables debería incluirse al Ministerio de Medioambiente y al Servicio de Evaluación Ambiental, de manera que haya una optimización de la permisología y no se agregue burocracia adicional. 2.- Aclarar bajo que metodología se involucrará a las comunidades de manera temprana y en el desarrollo de proyectos. Aclarar qué significa beneficios colectivos y de largo plazo en estas zonas de desarrollo energético. ¿Qué sucede con las empresas que no tienen convenios con el Ministerio de Energía? ¿no podrán reconocer gastos asociados a desarrollo local como gastos necesarios para generar renta?. 3.- Aclarar qué significa beneficios colectivos y de largo plazo en estas zonas de desarrollo energético. ¿Qué se entiende como gastos realizados necesarios para generar renta? ¿a qué se refiere? 4.- Se podrían validar lo obrado en estas mesas para efectos de participación ciudadana dentro del SEIA y consulta indígena (SEIA y general).	Agradecemos sus consultas. Al respecto, la implementación de los espacios de diálogo buscará evitar conflictos y retrasos, articulándose con instancias existentes y evaluando oportunamente según el contexto territorial. Adicionalmente, podemos indicar que los aspectos específicos sobre los lineamientos del Ministerio de Energía, su grado de obligatoriedad, los beneficios considerados, criterios de participación, entre otros, serán abordados en su totalidad en el desarrollo de los instrumentos y/o lineamientos necesarios para la implementación de la medida. Sin perjuicio de lo anterior, con relación a la fuente legal para el reconocimiento de gastos y detalle de los gastos sujetos a convenio, los convenios señalados son aquellos mencionados en la Ley sobre Impuesto a la Renta, aprobada por el decreto ley N°824, de 1974, en su artículo 31°, N°13.
Sector Privado	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	Estos procesos los debería llevar el Ministerio de Energía, por su experiencia y capacidad técnica. No queda claro cuáles serán y quien calificará un proyecto como prioritario. ¿Van a ser las Obras Estratégicas que se definirán, conforme a la medida 14 y vinculados por tanto al proceso de PELP y solo obras de transmisión o también otro tipo de obras?	Agradecemos sus observaciones y consultas. La implementación de los espacios de diálogo buscará evitar conflictos y retrasos en el desarrollo de proyectos (obras de transmisión y generación), articulándose con instancias existentes y evaluando oportunamente según el contexto territorial. Esta medida fue modificada en la actual versión del Plan.
Academia y Centros de Investigación	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	Se fomenta la colaboración entre empresas, comunidades y municipios a través de gobernanzas territoriales, promoviendo un desarrollo energético sostenible y coordinado.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	Promover y disponer de herramientas y mecanismos para la participación temprana de las partes interesadas sería importante y algo necesario que se necesita.	Agradecemos sus recomendaciones y valoramos su apoyo a la participación temprana mediante herramientas y mecanismos accesibles.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	Crear espacios de diálogo es crucial para asegurar que todas las partes involucradas (gobierno, empresas y comunidades) se sientan escuchadas y participen activamente en los proyectos.	Agradecemos sus recomendaciones y reconocemos la importancia de espacios de diálogo inclusivos para garantizar la participación activa de todos los actores.
Academia y Centros de Investigación	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	Es ambicioso, pero interesante, hay un par de errores de redacción.	Agradecemos sus comentarios. Se revisará la redacción para optimizar la claridad de la medida.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	El borrador no aclara si los resultados de las consultas son vinculantes. Así tampoco, se definen recursos para garantizar la representación efectiva de las comunidades. Nuestra Propuesta Establecer gobernanzas territoriales vinculantes, donde las decisiones sean respetadas en la planificación de proyectos. Asignar financiamiento para la participación comunitaria, garantizando acceso equitativo al proceso de diálogo. Crear indicadores de cumplimiento que evalúen la calidad y efectividad de los diálogos en cada territorio.	Agradecemos su interés y sus recomendaciones. Al respecto, tanto la metodología como los contenidos y otros aspectos específicos a considerar para el funcionamiento de estas instancias, serán abordadas en los instrumentos y/o lineamientos necesarios para la implementación de la medida. Las instancias de gobernanza y participación al convocar distintos actores que representan distintos intereses, promueve el diálogo y el acuerdo, con la implementación de medidas que deben estar dentro del marco legal y requiere el acuerdo de las partes.
Sector Privado	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	Falta aclarar diversos aspectos en la medida propuesta: 1. Aclarar bajo qué metodología se involucró a las comunidades de manera temprana y en el desarrollo de proyectos, y la relación y/o vínculo que tendrá esta participación con el proceso de participación en el marco del SEIA. 2. Aclarar qué significa beneficios colectivos y de largo plazo en estas zonas de desarrollo energético. 3. Por favor aclarar qué sucede con las empresas que no tienen convenios con el Ministerio de Energía ¿no podrán reconocer gastos asociados a desarrollo local como gastos necesarios para generar renta? 4. Comentar como se relacionan con otros instrumentos mencionados en el mismo plan como: PELP, PEER, EAE, entre otros. 5. Cómo se compatibilizan los espacios de diálogo y gobernanza con los Programas de Recuperación Ambiental y Social (PRAS) existentes en algunos territorios y que serían parte de la gobernanza propuesta en el Anteproyecto de la Estrategia de Transición Socioecológica Justa que recientemente estuvo en periodo de consulta ciudadana por parte del Ministerio de Medio Ambiente.	Agradecemos sus consultas. Al respecto, la implementación de los espacios de diálogo buscará evitar conflictos y retrasos, articulándose con instancias existentes (SEA, CRAS) y evaluando oportunamente según el contexto territorial. Adicionalmente, podemos indicar que los aspectos específicos sobre los lineamientos del Ministerio de Energía, su grado de obligatoriedad, los beneficios considerados, criterios de participación, entre otros, serán abordados en su totalidad en el desarrollo de los instrumentos y/o lineamientos necesarios para la implementación de la medida. Sin perjuicio de lo anterior, con relación a la fuente legal para el reconocimiento de gastos y detalle de los gastos sujetos a convenio, los convenios señalados son aquellos mencionados en la Ley sobre Impuesto a la Renta, aprobada por el decreto ley N°824, de 1974, en su artículo 31°, N°13. Aquellas empresas que tengan convenios pueden acceder a este beneficio según la ley. Si no los tiene, no puede acceder al beneficio por esta vía, pero sí por las otras vías existentes en la misma ley.
Sector Privado	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	La consulta dice relación con cómo se compatibilizan los espacios de diálogo y gobernanza con los Programas de Recuperación Ambiental y Social?. ¿Se rescatará de los PRAS alguna metodología y/ experiencia de talleres?	Junto con agradecer su consulta, el Ministerio de Energía se podrá articular con otras instancias implementadas, lo que podría variar según el contexto territorial. De igual forma, tanto la metodología como otros aspectos específicos serán abordadas en los instrumentos y/o lineamientos necesarios para la implementación de la medida.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	El borrador no aclara si los resultados de las consultas son vinculantes. Así tampoco, se definen recursos para garantizar la representación efectiva de las comunidades. Nuestra Propuesta Establecer gobernanzas territoriales vinculantes, donde las decisiones sean respetadas en la planificación de proyectos. Asignar financiamiento para la participación comunitaria, garantizando acceso equitativo al proceso de diálogo. Crear indicadores de cumplimiento que evalúen la calidad y efectividad de los diálogos en cada territorio.	Agradecemos su interés y sus recomendaciones. Al respecto, tanto la metodología como los contenidos y otros aspectos específicos a considerar para el funcionamiento de estas instancias, serán abordadas en los instrumentos y/o lineamientos necesarios para la implementación de la medida. Las instancias de gobernanza y participación al convocar distintos actores que representan distintos intereses, promueve el diálogo y el acuerdo, con la implementación de medidas que deben estar dentro del marco legal y requiere el acuerdo de las partes.
	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	Se sugiere revisar si dentro de los instrumentos se debe considerar el reglamento de transmisión y el de sistemas medianos. A nuestro juicio, esta medida debiera estar vinculada con la medida 2 en el sentido que el ámbito social debiera ser parte de la EAE, a objeto que el proceso de consulta temprana sea parte de la EAE y su articulación con el SEIA.	Agradecemos sus sugerencias. Se revisará la redacción para optimizar la claridad de la medida y su vinculación con otras medidas del plan.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética	La Medida 9 considera la implementación de diálogo y gobernanzas territoriales para el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética. Pero al momento de detallar cuáles serían los grupos territoriales implicados solo menciona “las comunidades vecinas y el municipio”. Esto es excesivamente limitado, por lo que es necesario ampliar los grupos vulnerables consultados y también incorporar elementos que permitan que estos espacios cuenten con los estándares de participación propios de cualquier otro tipo de proyecto. Por lo demás, es preciso relacionar estas Medidas con la propuesta de gobernanza de la Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa, en tanto esta igualmente establece una gobernanza territorial que se debiera aplicar a estas obras de descarbonización, de forma que se estaría generando duplicidades.	Agradecemos sus recomendaciones. Al respecto, la implementación de los espacios de diálogo cumplen con estándares acordes a los estándares internacionales de DDHH, y están orientados a las comunidades vecinas o cercanas al proyecto. Esto puede ser poco preciso, pero es suficientemente amplio para poder ser adecuado dependiendo de las características del proyecto y territorio. Por otra parte, se incorporó en el Plan la necesidad de coordinación con otras instancias de gobernanza presentes en determinados territorios, como los CRAS.
Sector Privado	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	Se sugiere aclarar a qué se refiere con beneficios; los mecanismos contemplados y qué se entenderá por comunidades vecinas. Cabe señalar que desde la gestión de los proyectos de generación estas medidas están contempladas en la Participación Ciudadana Ambiental y Plan de Acción Cuatrienal Ambiental, lo que incluye los compromisos voluntarios.	Agradecemos sus comentarios. La medida 10 fue reformulada en la medida 7 y considera diversos mecanismos que permitan que las comunidades vecinas reciban algún tipo de beneficio de parte del proyecto. el detalle específico de cada mecanismos se desarrollará en el proceso de implementación de la medida.
Sector Privado	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	1. Respecto al “Objetivo” se solicita aclarar el concepto de beneficios en la frase “beneficios concretos para el territorio donde se emplaza”, y la forma en que estos beneficios serían asociados al desarrollo de infraestructura clave para la descarbonización a que se refiere la medida.	Agradecemos sus comentarios. La medida 10 fue reformulada en la medida 7 y considera diversos mecanismos que permitan que las comunidades vecinas reciban algún tipo de beneficio de parte del proyecto. el detalle específico de cada mecanismos se desarrollará en el proceso de implementación de la medida.
Sector Privado	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	Entre las estrategias que propone la presente medida, se encuentra el coordinar intersectorialmente la planificación y la gestión de proyectos de infraestructura, mediante franjas compartidas o el desarrollo de obras en conjunto. Se sugiere revisar la compatibilidad de la estrategia de Coordinación de infraestructuras lineales en lo que respecta a las franjas compartidas, con las exigencias técnicas de la Superintendencia en la franja de seguridad. Sin perjuicio de que no hay claridad en cuanto a quien liderará esta coordinación, proponemos incluir a la Superintendencia como autoridad de apoyo, además de incluir al sector privado mandatado a ejecutar estas medidas. Cabe destacar que este tipo de medidas son necesarias para evitar los conflictos socioambientales, sin embargo, hay que tener presente que las líneas de transmisión pasan por zonas donde no existe la infraestructura para llevar la tensión al nivel requerido. Por otra parte, la fibra se puede disponer, pero se requiere de empresas de comunicaciones que disponibilicen el servicio. Por otro lado, desde el punto de vista ambiental, resulta positiva la medida de “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”. Sin embargo, se debería aclarar la metodología para materializar esta medida, teniendo presente que es incompatible con la normativa de la SEC y que, si la adjudicación de licitaciones se decide por precio, es poco probable su implementación voluntaria. Por ello, hacemos presente que es pertinente hacer adecuaciones normativas.	Agradecemos sus comentarios. La acción relacionada con corredores sustentables fue modificada y acogemos sus comentarios. El detalle de dicha acción, se trabajará en su momento de implementación y diseño con la SEC y las empresas del sector.
Sector Privado	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	1. Se solicita especificar los criterios, procedimientos y órganos competentes para determinar o crear una zona clave de descarbonización. 2. Se solicita aclarar a qué se refiere con beneficios y cuáles son los mecanismos contemplados.	Agradecemos sus comentarios. La medida 10 fue reformulada en la medida 7 y considera diversos mecanismos que permitan que las comunidades vecinas reciban algún tipo de beneficio de parte del proyecto. el detalle específico de cada mecanismos se desarrollará en el proceso de implementación de la medida.
Sector Privado	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	Para establecer una adecuada estimación de costos durante la evaluación de un proyecto de transición energética, es necesario una definición concreta de los conceptos de “aceptación social” y “compatibilidad territorial”, para que las acciones bajo responsabilidad de los privados sean cuantificables, por parte de los desarrolladores, en la estimación de los costos durante las etapas de construcción y operación de los proyectos.	Agradecemos sus comentarios. La medida 10 fue reformulada en la medida 7 y considera diversos mecanismos que permitan que las comunidades vecinas reciban algún tipo de beneficio de parte del proyecto. el detalle específico de cada mecanismos se desarrollará en el proceso de implementación de la medida, donde será interesante considerar sus propuestas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	Prioridad es el cierre de centrales, pero sin dejar de lado el impulso de la energía comunitaria: Si bien la transición actualmente está centrada en la descarbonización del sector energético, también es fundamental avanzar en otros frentes, tales como el impulso de los proyectos de energía comunitaria para mutar el paradigma actual del sistema energético y adaptarlo a un contexto de crisis climática. Por esto, es fundamental que el Ministerio de Energía considere como uno de los ejes del Plan de Descarbonización soluciones en diferentes escalas y no pensando solo en los grandes proyectos energéticos. Se deben considerar la capacitación a comunidades con potencial de desarrollo para la energía comunitaria, el acceso a financiamiento habilitante para el desarrollo de proyectos, el acompañamiento del proceso mediante agencias implementadoras del Estado, como elementos mínimos.	Agradecemos los comentarios. Esa línea de trabajo, está dentro de las acciones implementadas por el Ministerio, tanto por la División de energías Sostenibles, como por la división de Participación. Sin embargo, no entra dentro del marco de acción de este Plan de descarbonización.
	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	la expresión "llevar beneficios", me parece muy informal...sugiero revisar la expresión en sintonía con el objetivo de la medida	Se analizará su comentario en el diseño definitivo del Plan.
Sector Privado	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	1.- Se podrían estandarizar medidas que sean siempre aceptadas para efectos de compensación de emisiones por planes de descontaminación, SEIA (CAV o medidas) o programas de cumplimiento ante la SMA.	Agradecemos su comentario. sin embargo, en la reformulación de esta medida 10 en la nueva medida 7, las acciones están orientadas a las dimensiones sociales y no tanto ambientales.
Academia y Centros de Investigación	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	Al focalizar la acción estatal en zonas clave y coordinar infraestructuras, se optimiza el uso del territorio y se generan beneficios concretos para las comunidades locales y se impulsa el acceso a servicios básicos y se promueve la conservación de la biodiversidad a través de corredores sostenibles.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	las medidas que se abordan sería un beneficio bueno para las comunidades vecinas.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	Implementar estos beneficios puede ser costoso y complicado, especialmente si no se tiene un plan claro de distribución de recursos. Existe el riesgo de que algunos proyectos no generen los beneficios esperados para las comunidades si no se gestionan adecuadamente.	Gracias por sus comentarios. Se tendrá en cuenta, al momento de diseñar e implementar las acciones definidas en esta medida.
Academia y Centros de Investigación	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	muy bien.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	1) Coincidimos en la necesidad de mejorar la aceptación social de los proyectos de infraestructura para la descarbonización. Sin embargo, no se especifican de manera clara los incentivos destinados a la industria privada para fomentar su participación activa en estos proyectos. 2) Pág. 37. Con respecto a la inversión en las zonas donde se concentra el desarrollo de infraestructura energética, se debe tener en cuenta la importante inversión en materia energética ya realizada y pagada por la empresa privada de la industria considerada en este plan como combustible de transición y que sin duda contribuye y contribuirá a la competitividad de la economía. 3) Pág. 37. Respecto de los servicios para el bienestar de las personas, es importante agregar que se deben hacer extensible los beneficios a otros servicios que puedan dar bienestar a las personas a un menor costo que la misma electrificación, con proyectos estratégicos, como pueden ser proyectos relativos a la extensión de las redes de gas natural para la sustitución de leña.	Gracias por su comentario. la medida 10 ha sido reformulada en la nueva medida 7. En ésta, se especifica mejor los incentivos que se implementarán para que los proyectos consideren estos temas en sus proyectos.
Sector Privado	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	Se solicita aclarar a qué se refiere con beneficios; los mecanismos contemplados y que se entenderá por comunidades vecinas. Adicionalmente se sugiere que la utilización de instrumentos que incentiven estas soluciones en lugar de establecer obligaciones a priori.	Agradecemos sus comentarios. La medida 10 reformulada en la nueva medida 7, contempla mejor cuáles son los incentivos puestos para que los proyectos contemplen beneficios para las comunidades vecinas y no están como obligaciones a priori. Los conceptos asociados a compartir beneficios y comunidades vecinas se detallarán cuando se diseñen e implementen los mecanismos contemplados en la medida.
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	Cabe señalar que hoy existe una señal de localización, que corresponde al CMg. Es posible que en un comienzo de la regulación actual de la remuneración de la transmisión (estampillado), la señal del Costo Marginal no haya sido del todo internalizada por los agentes, sin embargo, con los niveles de desacoples, CMg=0 y recortes de generación presentes en el sistema, los agentes del sector han internalizado esta señal en el desarrollo de proyectos. Asimismo, la regulación actual tiene periodos transitorios que aún no terminan (25T de Ley 20.936, que termina 2034). En este contexto, se sugiere que la medida apunte a realizar un diagnóstico y evaluar 1) La necesidad, 2) Conveniencia y, 3) Consecuencias de realizar una adecuación a la tarificación de la transmisión.	Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	1. En relación al “Objetivo” en su tercer párrafo se señala: –“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.”. Al respecto, Guacolda manifiesta su conformidad en términos generales con la propuesta, en el entendido de que es necesario estudiar una corrección al sistema de tarificación de los sistemas de transmisión para mejorar su eficiencia y competitividad. Sin embargo, también es necesario contar con un diagnóstico integral y la consideración de distintas alternativas de mecanismos de tarificación en materia de transmisión. En tal sentido, el mecanismo debe entregar una señal de localización efectiva, o, de lo contrario, un nuevo sistema tendría por impacto aumentar la complejidad sin una optimización del uso de infraestructura, ni de la localización estratégica de proyectos de generación. Sin perjuicio de los comentarios previos, se solicita aclarar: i. A qué “beneficios entre los agentes” se refiere el PdD cuando indica que estos se deben “ponderar” para efectos de revisar el esquema actual de tarificación. ii. Si es que la identificación de estos “beneficios” implicará medidas que redistribuyan costos con criterios adicionales a las condiciones de funcionamiento físico y económico del sistema. Por ejemplo, si se considerarán variables ambientales para reducir costos de transmisión que, eventualmente, deban soportar generadores en un esquema de estampilado mixto.	Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	2. En relación a los “Instrumentos”, se solicita aclarar cuáles serían los principales puntos de las modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos que se deberían implementar para el sistema de “estampilado mixto”, en particular, qué cambios respecto de las modificaciones que introdujo la Ley N° 20.936 se estarían considerando por el Ministerio.	Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	Respecto de esta medida, se hace presente que se debería clarificar qué tipo de metodología se utilizará para efectuar el estampilado mixto, además de tener claridad sobre si el esquema se asemejará al modelo que estaba vigente hasta antes de la Ley 20.936, o tendrá mayores cambios. Aquí lo importante es promover un mecanismo de peajes por beneficiario y, para ello, se requiere entregar señales de localización eficientes (lo cual supone no solo compartir los costos de la transmisión, sino también, que metodologías como la de calificación sean predecibles en sus resultados). En este esquema, los costos asociados a la inversión en transmisión se distribuyen de manera proporcional a los beneficios considerados dentro de un enfoque multivalor. Este esquema asegura que los usuarios no paguen cargos mayores que los ahorros derivados de dichas obras. Sin perjuicio de lo anterior, creemos necesario considerar detalladamente las consecuencias que podría tener aumentar los pagos de los generadores por uso de los sistemas regulados de transmisión, ya que estos podrían ocasionar un aumento en los precios totales de energía eléctrica. Por lo anterior, este peaje debería ser determinado ex ante, de modo que la generación no agregue un factor de riesgo en las ofertas de suministro.	Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	“Adecuar el esquema de tarificación de la transmisión, considerando los cambios propuestos en la planificación.” Al respecto, no se explicita cuáles son los cambios específicos en planificación, y cuál es la lógica que los liga con el cambio de sistema de tarificación.	Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	1. Solicita señalar cuáles serían los artículos de la Ley General de Servicios Eléctricos que deberían ser cambiados para la aplicación de la medida. 2. Solicita indicar si esta medida considera condiciones de holgura en la red para disminuir o evitar congestión de la misma.	Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas. Respecto de mecanismos para evitar o disminuir congestiones en el sistema, esto se encuentra abordado en la medida 16 de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	1. No existe un diagnóstico claro del problema de la tarificación, por lo que se recomienda primero realizar un estudio sobre este tema y luego ver la posibilidad de utilizar un "estampilado mixto". 2. El estudio "RECOMENDACIONES REGULATORIAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA CHILENA" debe profundizarse para determinar la mejor solución que permita un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica. A modo de ejemplo, en dicho estudio no se indica cómo se actualizarán (ni con qué plazo) la participación de los "beneficiarios" de obras de transmisión. En el modelo de promoción de obras pueden determinarse beneficios que en la práctica no se concreten y por ende una prorrata de contribución a ellas.	Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	- Esta medida se calendariza para el 2027, siendo que el resto de las medidas que implican mayor infraestructura de transmisión se han considerado para 2025 y 2026. Al respecto es clave que estas modificaciones legales se realicen en conjunto, para que al evaluar cambios normativos que impliquen nueva infraestructura se sepa cómo se van a remunerar. Ambos aspectos no pueden separarse para obtener un resultado costo-eficiente. - La medida establece “Adecuar el esquema de tarificación de la transmisión, considerando los cambios propuestos en la planificación.”. Al respecto, no se explicita cuáles son los cambios específicos en planificación a los que se refiere, y cuál es la lógica que los liga con el cambio de sistema de tarificación.	Se realizan ajustes generales a la calendarización de las medidas para que exista coherencia entre ellas, teniendo en cuenta que son requeridos plazos distintos según el tipo de instrumento a modificar, esto es, ley, reglamento o norma técnica. Adicionalmente, se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	La Ley N° 20.936 ("Ley de Transmisión") estableció que la remuneración de la transmisión se realizaría con estampilado a la demanda, definiendo un periodo transitorio, aún vigente, y eliminando la existencia de pago de peajes por parte de los proyectos de generación. La medida propuesta establece que se debe: "Adecuar el esquema de tarificación de la transmisión... con el objeto de fortalecer la señal de localización de los proyectos de generación...", lo que significaría volver a un esquema del tipo de peajes. El mercado eléctrico ya cuenta con una señal de localización clara para la instalación de proyectos de generación al poseer precios nodales. Luego, antes de definir la necesidad de incorporar nuevamente un sistema de peajes, se debe realizar un diagnóstico claro de las problemáticas que está enfrentando el esquema de remuneración definido en el 2016 y los diversos mecanismos que existen para dar solución a estos. Dicha problemática puede no estar necesariamente relacionada con el esquema de remuneración de la transmisión, sino que con el proceso de planificación de la transmisión. Teniendo en consideración que aún se encuentran conviviendo dos esquemas de remuneración de la transmisión, a raíz del periodo transitorio establecido en la Ley de Transmisión, no es posible que una modificación signifique un retroceso en términos de la predictibilidad regulatoria, como ocurría antiguamente con los peajes, los que eran poco predecibles y de difícil proyección en el largo plazo, afectando la viabilidad financiera de los proyectos. Otro elemento a considerar es que los propietarios y/o operadores del segmento de transmisión necesitan mantener la certeza de remuneración de sus activos vía VATT, lo cual podría verse alterado por un nuevo cambio en las reglas de asignación de pago por el uso de la infraestructura de transmisión, producto de litigios contractuales entre generadores y clientes o insolvencia de generadores respecto al cumplimiento de sus obligaciones de pago en el Balance de Energía del Coordinador.	Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.
Sector Privado	Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización	Respecto a la medida 10, la definición de los corredores sostenibles debiesen quedar definidos en las bases de licitación y en el decreto plan de expansión. Si no hay exigencia se hace difícil implementar en un segmento donde la adjudicación se despeja por precio. En esa misma medida queda muy vago el concepto de "coordinación de infraestructuras lineales", mas cuando los instrumentos identificados son multiples. También podría abrirse un espacio de infraestructura multi servicio, definiendo incentivos en las mismas bases de licitación. Hablar de crecimiento "adaptado y optimizado" podría chocar con los conceptos de holgura y minimización de riesgos que indica la regulación vigente.	Gracias por sus comentarios. Esta medida ya no es parte de la medida reformulada. De implementarse, se recogen los comentarios realizados.
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	- Esta medida se calendariza para el 2027, siendo que el resto de las medidas que implican mayor infraestructura de transmisión se han considerado para 2025 y 2026. Al respecto es clave que estas modificaciones legales se realicen en conjunto, para que al evaluar cambios normativos que impliquen nueva infraestructura se sepa cómo se van a remunerar. Ambos aspectos no pueden separarse para obtener un resultado costo-eficiente. - La medida establece "Adecuar el esquema de tarificación de la transmisión, considerando los cambios propuestos en la planificación,". Al respecto, no se explicita cuáles son los cambios específicos en planificación a los que se refiere, y cuál es la lógica que los liga con el cambio de sistema de tarificación.	Se realizan ajustes generales a la calendarización de las medidas para que exista coherencia entre ellas, teniendo en cuenta que son requeridos plazos distintos según el tipo de instrumento a modificar, esto es, ley, reglamento o norma técnica. Adicionalmente, se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	1.- Si bien la medida no parece deficiente, se solicita realizar un diagnóstico integral de las alternativas a considerar para mejorar el proceso de tarificación de la transmisión, de manera de no generar otros efectos adversos al modificar nuevamente la metodología. Se debería definir bien el objetivo a alcanzar, con las variables principales a considerar al momento de buscar un buen modelo tarifario que mejore efectivamente el modelo actual, sin caer en las complejidades que se buscó evitar con la instauración del actual modelo.	Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	Si bien reconocemos que la señal de localización es recomendable desde el punto de vista de eficiencia económica para el desarrollo de la transmisión, impulsar un esquema mixto generará incertidumbre para la cartera de proyectos en desarrollo de empresas generadoras. Como sugerencias indicamos las siguientes: a) Se debe acompañar la iniciativa con esquemas que tiendan a acotar el nivel de incertidumbre de eventuales pagos de peaje a proyectos en desarrollo. b) Medidas de este tipo, deberían ir acompañadas de plazos de implementación largos, por lo que no se visualiza como una solución inmediata.	Muchas gracias por su observación. Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	Esta medida optimizará el uso de la red, evitando la creación de zonas de generación alejadas de los centros de consumo y con capacidad insuficiente de transmisión, sin generar barreras para nuevos participantes en el sector.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	El adecuar el sistema de tarificación es muy bueno como se dijo en la medida.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Ayuda a optimizar la infraestructura eléctrica, facilitando el crecimiento adaptado a las necesidades del país. *Podría generar confusión o costos adicionales para las empresas si el sistema de tarificación no está bien explicado o es difícil de aplicar. *Las modificaciones en la estructura de tarifas pueden generar resistencias en algunos actores del mercado.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Si bien se entiende, hay conceptos técnicos que podrían redactarse mejor.	Gracias por su observación, se ajusta redacción para mejor entendimiento.
Sector Privado	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	La propuesta del Plan de Descarbonización es migrar a un nuevo modelo de tarificación, pero sin contar con un diagnóstico previo. Si bien es cierto que las zonas de generación se han desarrollado lejos de los grandes centros de consumo, no es evidente que este fenómeno sea atribuible exclusivamente al esquema de estampillado de los costos de transmisión hacia la demanda. Además, podrían existir otros efectos no deseados asociados al modelo de "estampillado mixto", los cuales serían fundamentales para definir un diseño óptimo del sistema de tarificación que se adopte. Por ello, en ausencia de un diagnóstico claro del problema, no se recomienda avanzar con el modelo de tarificación de "estampillado mixto" tal como se plantea en la medida propuesta. En su reemplazo, se sugiere ajustar la medida para que contemple, como primer paso, la realización de un diagnóstico integral sobre el desempeño del modelo actual. Adicionalmente, al evaluar la promoción de un nuevo esquema, es clave considerar la necesidad de brindar estabilidad a las inversiones. Esto implica tanto diseñar un modelo que no reproduzca los problemas que gatillaron la modificación del esquema de peajes, así como establecer plazos de implementación que aseguren una transición adecuada y ordenada.	Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.
Sector Privado	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	- ¿Cómo dar señal de localización sin traspasar el costo de la generación a la demanda?	El estudio relacionado con esta medida deberá abodar este tipo de preguntas, así como la evaluación de las alternativas que entreguen los incentivos adecuados a cada uno de los actores del mercado.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	Creemos que todos los esfuerzos y medidas asociadas a optimizar el uso e inversiones en infraestructura de transmisión son fundamentales y necesarios para reducir los costos de los clientes finales y aumentar la competitividad de todas las industrias a nivel nacional. Particularmente en el caso de la industria para producción de hidrogeno verde, los costos de transmisión representan una componente relevante de los costos operacionales, por lo cual todas las adecuaciones en el sistema de tarificación que promuevan un crecimiento futuro optimizado de la infraestructura eléctrica son muy necesarios y tendrán un alto impacto en la competitividad de esta industria.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	Cómo se tiene contemplado establecer una "señal de localización" sin que esto se traspase de los generadores a la demanda.	El estudio relacionado con esta medida deberá abodar este tipo de preguntas, así como la evaluación de las alternativas que entreguen los incentivos adecuados a cada uno de los actores del mercado.
	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	Por otra parte, se solicita revisar si es que una adecuación del régimen de acceso abierto podría ayudar a dar señales de eficiencia para el desarrollo de proyectos. Es importante relevar que el artículo 79° de la LGSE establece que existe un uso no discriminatorio del sistema de transmisión, y que por lo tanto, tal como establece su inciso segundo, se limitan las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios, sin embargo, el inciso cuarto no hace referencia a que el Coordinador no pueda realizar en los análisis de solicitud de acceso abierto un análisis de eficiencia económica de los proyectos que buscan solución de conexión, y solo se aplica una regla de prelación establecida en el respectivo reglamento respecto del instante en que se realiza la solicitud. Esto es de vital importancia, porque ajustes a este artículo, como la incorporación de medidas que permitan establecer ordenes de prelación entre los agentes que deben reducir sus inyecciones en caso de que exista una capacidad limitada de transmisión, podría ser otra forma de dar solución al problema descrito, y más eficiente desde el punto de vista de las adecuaciones regulatorias que se deben realizar. Esta propuesta complementada con que el Coordinador deba realizar un análisis de eficiencia económica de las solicitantes de punto de conexión, y que no sea preponderante si es que hicieron la solicitud de punto de conexión primero que los demás. Por último, del instrumento se indica que sería a través de un nuevo proyecto de ley con plazo al 2027, sin embargo, no se entiende si ese plazo sería en que se ingrese el proyecto de ley al congreso, o si es que en ese año se espera que ya se encuentre en vigencia la respectiva medida.	Se abordan adecuaciones del régimen de Acceso Abierto en la medida 18 de la versión definitiva de este Plan de Descarbonización. Por su parte, se añade una calendarización de las propuestas regulatorias en el capítulo final de este.
	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	En primera instancia, es importante recordar que la discusión previa al establecimiento del esquema de pago de la transmisión via estampilado a la demanda, concluyó que la mayor eficiencia económica hacia la tarifa de energía del consumidor final se lograba eliminando los costos de transmisión de la matriz de costos de los generadores. Ello debido a que, en las licitaciones a clientes, existía una tendencia a incrementar los costos esperados de transmisión que podría tener un generador, debido a los riesgos e incertidumbres del crecimiento de la red, cuya planificación es centralizada y de baja inferencia por parte de un generador. Es por esto que, el traspaso de costos de transmisión a los generadores no se considera una buena señal de localización para los proyectos y provocaría un riesgo de encarecimiento de los precios en las licitaciones reguladas.	Muchas gracias por su observación. Se ajusta redacción para incluir un estudio que permita contar con un diagnóstico integral de los riesgos para cada actor del mercado.
	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	Se solicita aclarar cómo se implementaría esta medida considerando las disposiciones establecidas en el artículo 25 transitorio de la Ley 20.936.	Las definiciones específicas de la medida serán resultado de un estudio, y deberán considerar los transitorios definidos en la ley 20.936
	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	Asimismo, se solicita aclarar si es que se aplicará sobre la nueva infraestructura, o también consideraría la existente.	Se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	Tarifas reguladas para beneficios de todos (proveedor/consumidor)	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Otro	Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampilado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica	Dado que es una modificación normativa sin inversión en infraestructura, debería tenerse en altísima prioridad (máximo 2026), considerando la cantidad de proyectos renovables que siguen instalándose en el norte de Chile. El porcentaje de repartición del estampilado entre Generación y Demanda debe estar fijado en reglamento y no en la ley, de forma que se permitan ajustes en el tiempo para mejorar la señal de localización. Esta variación temporal, no obstante, debe estar limitada por la ley.	Se añade una calendarización de las propuestas regulatorias en el capítulo final del Plan de Descarbonización. Por su parte, se ajusta redacción para detallar que las definiciones específicas de esta medida serán resultado de un estudio que permita contar con un diagnóstico integral respecto al esquema actual de remuneración de la transmisión, así como un levantamiento y evaluación de alternativas.
Sector Privado	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	1. Guacolda considera que la medida propuesta, si se implementa en forma adecuada desde una perspectiva económica, permitirá que los incentivos relacionados con la cobertura de riesgos de congestión sean asumidos por las empresas de generación que eligen ubicaciones con mayor exposición a riesgos de variaciones de costo marginal entre barras, congestiones en sistemas de transmisión, entre otros factores vinculados a ello. Sin perjuicio de lo anterior, Guacolda hace presente que la medida requiere mayor detalle en su definición, ya que existen una serie de elementos técnicos y operativos que se verían impactados por un mecanismo como el propuesto. Una incorrecta implementación podría llevar a aumentos de costos (no solo de transacción, sino económicos de la operación del sistema), redistribución de ingresos tarifarios, y/o alteraciones en el funcionamiento del mercado spot. Se solicita al Ministerio de Energía especificar con mayor detalle las ideas centrales de la medida y las medidas regulatorias que se consideran. 2. Finalmente, Guacolda hace presente que el proyecto de ley mencionado como “Instrumento” no parece ser la vía más idónea, debiendo abordarse en una iniciativa separada y con un proceso prelegislativo participativo.	Muchas gracias por el análisis, se ajusta redacción con el objeto reflejar que las definiciones técnicas serán resultado de un estudio que llevará el Ministerio de Energía.
Sector Privado	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	El sistema eléctrico presenta altos niveles de congestión que no solo provoca que la energía renovable generada en el norte no consiga suministrar a los clientes del resto del país, sino que también aumenta el riesgo que enfrentan los generadores que se posicionan alrededor de estas líneas congestionadas. Ante esto, los Financial Transmission Rights (FTR) que se proponen en la medida vienen a ser un apoyo, un instrumento financiero que le permitirá a los generadores gestionar el riesgo de las congestiones de transmisión, en el caso de que se encuentren en condiciones de tomar este instrumento. Ahora bien, es importante que este tipo de mecanismos o medidas estén acompañadas de las medidas de largo plazo que permitan hacer frente a las congestiones de transmisión, es decir, que se materialicen las obras de transmisión necesarias para reducir dichas congestiones. Es por ello que se presentan las siguientes observaciones: • Como se mencionaba, si bien la incorporación de herramientas como los FTR es una medida que permite mitigar los riesgos por congestión en el corto plazo, se requiere además una señal clara para fomentar obras de transmisión que, en el largo plazo, permitan solucionar las congestiones de transmisión. • Asimismo, consideramos que los FTR deben estar en sintonía con la duración de los PPAs, contratos de suministro e, inclusive, con la planificación, por lo que debe analizarse como un instrumento de señalización para la planificación. • Por otra parte, no queda claro cómo conversa esta medida con la N°11. • Considerando que ya existen instrumentos definidos con anterioridad para mitigar los riesgos por congestión, como la reasignación de IT, se solicita aclarar si los FTR serían complementarios a las herramientas actuales, o si más bien vendrían a reemplazarlas. En este sentido, se propone que sea un instrumento distinto a los Ingresos Tarifarios, ya que dichos ingresos tienen como fin proteger a los clientes finales de las congestiones que se producen en el sistema, y no es un instrumento de protección para los generadores, por lo que se debe buscar un instrumento que permita dar cobertura a los generadores que son usuarios de las líneas sobre las que tienen estos instrumentos. • Creemos que esta medida no explicita cómo se cubre a las empresas ante un incumplimiento financiero, insolvencia o quiebra de una empresa respecto de los FTRs. Se requiere establecer medidas que aseguren el pago efectivo de los FTR.	Muchas gracias por el análisis, se ajusta redacción con el objeto reflejar que las definiciones técnicas serán resultado de un estudio que llevará el Ministerio de Energía. Respecto de la modificación de la tarificación (Medida 11), dicha medida modifica la colocación de incentivos para un uso eficiente de la red. La presente medida, por su parte, se relaciona con mecanismos para realizar una mejor gestión de riesgos. Ambas medidas presentan beneficios sistémicos por lo que se consideran complementarias.
Sector Privado	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	1. Indicar si esto considera subasta de IT y bajo qué condiciones se haría para evitar que la posición dominante de algunos actores pueda especular y afectar la competencia. 2. En caso de que la propuesta considere subasta de IT, ¿se consideran mecanismos de fiscalización para evitar prácticas anticompetitivas?, ¿cuáles serían? 3. Según lo indicado en la medida, ¿qué falta y de quién depende que se pueda canalizar mediante el proyecto de ley de cuotas que se encuentra en tramitación?	Muchas gracias por el análisis, se ajusta redacción con el objeto reflejar que las definiciones técnicas serán resultado de un estudio que llevará el Ministerio de Energía. Adicionalmente, la medida 26 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización está enfocada en fortalecer e implementar cambios a nivel de monitoreo de la competencia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	<p>1. Se debiese estudiar el impacto en la recaudación del Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT) dado que hoy es principalmente por Ingresos Tarifarios (IT) y Cargo Único de Transmisión (CUT). Sin embargo, si se destinan los ingresos por congestión para los FTRs (Derechos de Transmisión propuestos), esa recaudación podría depender en mayor medida del CUT, subiéndole la tarifa al cliente regulado.</p> <p>2. No se entiende cómo sería este esquema de gestión de riesgos de transmisión, ¿reemplazaría a los IT o es un esquema distinto?</p> <p>3. El Mercado Eléctrico Chileno si cuenta con señales de localización (los costos marginales) para un crecimiento costo-eficiente, y este ha sido reforzado con la implementación de la programación intradiaria y mejora en los modelos de optimización. Se solicita explicar el sentido de la creación de un nuevo esquema financiero de gestión de riesgos de congestión si ya los inversionistas cuentan con señales de localización en el corto/mediano/largo plazo y que existen los mecanismos de reliquidación cuando obras decretadas terminan fuera de plazo.</p> <p>4. El mecanismo de cobertura propuesto tiene sentido cuando la probabilidad de ocurrencia del riesgo es baja, pero de alto impacto. En dicho caso, es razonable suponer que la transferencia del riesgo a cambio de una prima se concreta. Las congestiones de transmisión en Chile tienen una probabilidad alta debido que su ocurrencia obedece en la mayoría de los casos a atraso en la puesta en servicio de obras de transmisión. Bajo estas condiciones, resulta difícil la transferencia del riesgo de congestión a cambio de una prima.</p>	Muchas gracias por el análisis, se ajusta redacción con el objeto reflejar que las definiciones técnicas serán resultado de un estudio que llevará el Ministerio de Energía. Adicionalmente, se destaca que la existencia de señales de localización no es concluyente para establecer que no sea necesario reforzarlas, tal como se detalla en las medidas propuestas.
Sector Privado	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	<p>Los mercados con precios definidos de forma nodal, por lo general, incluyen la implementación de mecanismos que permiten a los agentes la gestión de riesgos ante la diferencia de precios entre los puntos de inyección y retiro producida por la existencia de congestiones en las líneas de transmisión.</p> <p>En la evaluación de una posible implementación de derechos financieros de transmisión se requiere considerar que estos mecanismos deben ser neutrales tecnológicamente, no deben discriminar entre el tipo de estrategia comercial de los agentes, por ejemplo, el tipo de contrato sostenido libre o regulado, ni tampoco la situación financiera de las empresas.</p> <p>Al igual que la medida#11, cualquiera sea el cambio que busque establecer para una gestión de riesgo por retraso de expansiones o congestiones de líneas, se debe garantizar que el cambio propuesto deje indemne al segmento de transmisión respecto al pago en forma y oportunidad del VATT de las instalaciones de transmisión.</p>	Muchas gracias por el análisis, se ajusta redacción con el objeto reflejar que las definiciones técnicas serán resultado de un estudio que llevará el Ministerio de Energía.
Sector Privado	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	En la explicación del "Instrumento" se hace mención a que la iniciativa podría "canalizarse mediante el proyecto de ley de cuotas actualmente en tramitación". Si se refiere al PDL de cuotas ERNC debe ser un error de mención, pues no vemos vinculación alguna a dicho texto. Se sugiere eliminar referencia.	Muchas gracias por su sugerencia, se ajusta redacción.
Academia y Centros de Investigación	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	Incorporar un esquema financiero para gestionar los riesgos de congestión en el sistema de transmisión es esencial para mejorar la competitividad y atraer inversiones en nuevas infraestructuras.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	buena medida por la la participacion y la competitividad de todos los agentes del mercado.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Si no se gestionan correctamente los riesgos, podrían surgir situaciones en las que el sistema no esté preparado para demandas imprevistas.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Buena medida, se debería apurar.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Falta aclarar que la medida se refiere a derechos financieros de transmisión (FTR, por sus siglas en inglés) La descripción de la medida podría dar lugar a interpretaciones ambiguas, ya que podría entenderse como referida tanto a los derechos financieros de transmisión (FTR) como a la reasignación de ingresos tarifarios propuesta anteriormente por el Ejecutivo en el Proyecto de Ley de Transición Energética, la cual fue rechazada en el Congreso. Se sugiere especificar si esta medida se refiere al mecanismo competitivo de derechos financieros de transmisión. En caso de que esté relacionada con la reasignación de ingresos tarifarios, como se planteó en el Proyecto de Ley de Transición Energética, recomendamos modificarla para enfocarse exclusivamente en los derechos financieros de transmisión. Por último, se solicita aclarar si esta medida será canalizada a través del Proyecto de Ley de Cuotas actualmente en tramitación.	Muchas gracias por el análisis, se ajusta redacción con el objeto reflejar que las definiciones técnicas serán resultado de un estudio que llevará el Ministerio de Energía.
	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	En el proyecto de ley de transición energética se consideraba que, bajo ciertas hipótesis, los ingresos tarifarios extraordinarios se destinarían a las empresas generadoras, sin embargo, ahora se estaría barajando la incorporación de FTR al sistema eléctrico. Del documento presentado no hay claridad qué análisis concluyeron que se debía hacer un ajuste en esta dirección, ni tampoco los eventuales problemas de competencia que podría generar una medida como la presentada en este punto, por lo que se solicita al menos ampliar la discusión respecto de esta materia, la que es fundamental en ciertos escenarios de combustible, disponibilidad de recursos hídricos e infraestructura de transmisión. Es importante que además los análisis antes señalados puedan indicar cómo se compatibilizaría la incorporación de FTR considerando un mercado basado en costos.	Muchas gracias por el análisis, se ajusta redacción con el objeto reflejar que las definiciones técnicas serán resultado de un estudio que llevará el Ministerio de Energía.
Otro	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	El IT provocado por congestiones también podría asignarse a una bolsa concursable para que proyectos de mayor riesgo puedan reducir la incertidumbre, abriendo las puertas a mayores inversiones en ciertas tecnologías como la Geotermia, caracterizada por un alto riesgo en su fase exploratoria.	Muchas gracias por el análisis, se ajusta redacción con el objeto reflejar que las definiciones técnicas serán resultado de un estudio que llevará el Ministerio de Energía.
	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	La Medida 12 no es clara respecto a cuáles son los cambios que se pretenden incorporar para crear un esquema financiero de gestión de riesgos de transmisión mediante el derecho a las rentas de congestión. No existe una explicación respecto del proyecto de ley que se propone ni cuál será su objetivo. Es preciso clarificar aquellos puntos.	Muchas gracias por el análisis, se ajusta redacción con el objeto reflejar que las definiciones técnicas serán resultado de un estudio que está llevando adelante el Ministerio de Energía.
Sector Privado	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	Se sugiere aclarar si esta medida corresponde a lo que ya fue aprobado en la Ley de Transición Energética o si corresponde a una medida nueva y diferente.	Efectivamente, esta medida se enmarca en la Ley N°21.721 y su normativa asociada.
Sector Privado	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	Las obras promovidas y financiadas por los generadores fueron establecidas en la Ley de Transición Energética. Este tema será regulado en detalle a nivel reglamentario, y es por ello que, a continuación, levantamos algunos aspectos que se deberían aclarar: • ¿A qué se refiere con que los generadores financiarán obras de ampliación y cómo se realiza dicho financiamiento? Hacemos presente que este mecanismo es paralelo a la planificación y habilitaría a cualquier actor del mercado a ejecutar obras de transmisión que intervienen instalaciones de terceros y que, además, podrían tener reconocimiento tarifario a futuro (puesto que, por sobre lo que se señala en la Ley de Transición Energética, solo se menciona que es a riesgo del proponente, pero no a su cuenta). • Por lo anterior, ¿cuál es la compatibilidad de esta propuesta con el hecho de que el transmisor es el propietario de la instalación en la cual se realizará la obra de ampliación? • Asimismo, no quedan claras las condiciones que se deben cumplir para activar un mecanismo de este tipo, entre otros aspectos. Por otro lado, si bien esta propuesta es positiva porque permite agilizar obras de transmisión que son muy necesarias para la transición energética, se deberían tomar los siguientes resguardos al regular el tema: • Es importante que la propiedad de las obras de ampliación que se gatillen por este mecanismo debe ser asignada a los propietarios de las instalaciones ampliadas, de manera de evitar problemas de coordinación de la operación en las instalaciones. Es necesario recordar que, anterior a la vigencia de la Nueva Ley de Transmisión N°20.936, sucedía que las subestaciones pertenecían a múltiples propietarios, particularmente en el caso de las barras de las subestaciones. Con la Nueva Ley de Transmisión se procedió a licitar las obras de ampliación de tal forma que la subestación quedara íntegramente con un único propietario. En este sentido, debiese resguardarse la propiedad que los transmisores detentan respecto de sus activos. En efecto, la LGSE determina que toda obra de ampliación es de propiedad de quien es dueño del activo en que recae dicha obra. En este caso, se propone que sean remuneradas por el o los generadores que requieran estas instalaciones.	Efectivamente, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente a las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética, lo que queda plasmado en la medida 18 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización. En este sentido, las observaciones específicas al reglamento correspondiente deben ser canalizadas a través de la consulta pública a dicho reglamento.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	1. ¿Se incluirá esta medida en el proyecto de ley de transición energética (boletín 16078)? ¿Si es así, de qué depende su incorporación?	Esta medida fue incorporada durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente a las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019).
Sector Privado	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	1. Se solicita explicar la diferencia que tiene con respecto al artículo 102° de la LGSE (Obra Urgente).	Esta medida fue incorporada durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética (aprobado y publicado en la Ley 21.721), como un nuevo inciso al artículo 102° mencionado. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente a las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética que definirán los detalles de su implementación.
Sector Privado	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	Medida 13, Página 41. Se enfatiza en infraestructura de transmisión, pero no se detalla una planificación integrada para maximizar la descentralización energética	Las acciones relacionadas a la planificación se encuentran detalladas en el Eje 2 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización.
Sector Privado	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	Esta herramienta que permite la inversión de privados en infraestructura de transmisión debe ser complementaria al Plan de Expansión de la Transmisión. Por ejemplo, podría permitir llevar a cabo obras que se encontraban en el Plan de Expansión pero que no fueron consideradas para la ventana de evaluación del Plan, por no tener beneficios económicos positivos en la mayoría de los escenarios evaluados. Se sugiere incluir un mecanismo que permita la existencia de coordinación entre los proyectos que están siendo evaluados en las diferentes instancias que la regulación permite: I) Plan de Expansión de la Transmisión, II) Obras estratégica urgentes (Ley de Transición Energética), III) Art. °102 de la LGSE, IV) Mecanismo de inversión privada propuesto. La coordinación entre los distintos mecanismo que darán origen a las obras de expansión también debe considerar que el desarrollo de una obra de transmisión significa la saturación del territorio y, por lo tanto, puede afectar el desarrollo de otras futuras de obras de transmisión en el mismo territorio. Luego, el desarrollo de una obra mediante inversión privada debe responder un beneficio sistémico y requiere de un análisis exhaustivo.	Esta medida fue incorporada durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente a las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética, lo que queda plasmado en la medida 18 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización. Debido a lo anterior, las observaciones específicas al reglamento correspondiente deben ser canalizadas a través de la consulta pública a dicho reglamento.
Sector Privado	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	Es importante que se analice siempre la relación que se tendrá entre los mecanismos. El desarrollo centralizado busca el bien a nivel sistémico, lo que no necesariamente resulta de la suma de soluciones individuales. La herramienta clave es la modificación de los reglamentos, en particular el de la transmisión y de la planificación de la transmisión.	Efectivamente, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente a las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019).
Academia y Centros de Investigación	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	Permitir que los privados asuman parte del riesgo y costo en las inversiones de transmisión es una estrategia positiva, ya que fomenta la colaboración público-privada y mejora la eficiencia en el desarrollo de infraestructura.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	buena medida para impulsar la inversion en el pais.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	Existe el riesgo de que los privados prioricen proyectos con mayor rentabilidad, dejando de lado las zonas más necesitadas o menos rentables para la transmisión de energía.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	Interesante, se puede hacer una carretera por ejemplo para la minería cerca de la cordillera.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	<p>Importancia de la medida</p> <p>La propuesta de permitir inversiones de transmisión a riesgo de privados en el sistema eléctrico chileno responde a una necesidad crítica en la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible. La infraestructura de transmisión insuficiente se ha identificado como un obstáculo significativo para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico y la integración de fuentes de energía renovable, particularmente cuando los recursos eólicos y solares más abundantes se encuentran en regiones remotas lejos de los centros de carga.</p> <p>Además, los desafíos financieros y técnicos de ampliar y modernizar la red de transmisión han llevado a muchos países a adoptar modelos de inversión público-privada (PPP, por sus siglas en inglés) que permiten movillar capital y experiencia del sector privado, al tiempo que se garantiza la supervisión pública y la alineación con los objetivos estratégicos del sistema eléctrico.</p> <p>La integración de inversiones privadas bajo esquemas bien diseñados no solo facilita la expansión de la red, sino que también promueve la adopción de tecnologías avanzadas, el desarrollo local y el acceso a electricidad confiable a costos competitivos.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>Para enriquecer la propuesta de la Medida 13, sugerimos integrar un enfoque que combine la experiencia internacional con las particularidades del contexto chileno, asegurando un equilibrio entre la atracción de inversiones privadas y la salvaguarda de los intereses públicos.</p> <p>a) Modelos aplicables La experiencia internacional en Asociaciones Público-Privadas (APP) ofrece lecciones valiosas para estructurar un marco regulatorio y contractual que permita inversiones privadas eficientes y sostenibles en transmisión. A continuación, se destacan modelos aplicables, junto con su relevancia para la Medida 13:</p> <p>(i) Proveedores Independientes de Transmisión (ITP) Este modelo permite una implementación modular y flexible al enfocarse en proyectos específicos de transmisión. La experiencia de México con el modelo Build and Transfer (BT), implementado mediante procedimientos de temporada abierta, demuestra cómo los generadores privados pueden financiar y construir líneas de transmisión, transfiriéndolas posteriormente a la empresa de transmisión.</p> <p>(ii) Concesiones de Transmisión Bajo este esquema, el gobierno otorga derechos a empresas privadas para desarrollar, operar y mantener infraestructura de transmisión en una región o proyecto definido. Este modelo permite que las tarifas sean determinadas por criterios regulatorios transparentes y predecibles.</p> <p>(iii) Líneas de Transmisión Merchant Estas líneas son desarrolladas por empresas privadas que generan ingresos basados en flujos de energía y diferencias de precios entre mercados conectados. Aunque requieren mercados eléctricos maduros con mecanismos de precios nodales, representan una solución innovadora para áreas con desequilibrios en la oferta y demanda de energía.</p> <p>(iv) Líneas de Transmisión Dedicadas Estas infraestructuras están diseñadas para satisfacer las necesidades de grandes consumidores industriales o parques energéticos específicos. Su implementación requiere menos intervenciones regulatorias, lo que las convierte en una solución viable para contextos con marcos regulatorios incipientes, para grandes consumidores.</p> <p>b) Fortalecimiento del marco regulatorio La implementación exitosa de inversiones privadas en transmisión requiere un marco regulatorio robusto que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Garantice la transparencia en los procesos de licitación y adjudicación. • Defina claramente los estándares de desempeño y los mecanismos de supervisión para prevenir abusos de posición de mercado. • Establezca cláusulas contractuales que prioricen la calidad del servicio, la sostenibilidad ambiental y el acceso equitativo a la red. <p>c) Priorización de áreas críticas para el desarrollo de la red La identificación de zonas prioritarias para la inversión privada en transmisión debe basarse en una planificación estratégica que considere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La integración de recursos renovables en regiones remotas. • La reducción de cuellos de botella en la red existente. • La alineación con los objetivos de descarbonización y transición energética. Se recomienda utilizar herramientas avanzadas de cartografía y análisis geoespacial para guiar las inversiones en transmisión. 	Muchas gracias por su observación y propuesta. Esta medida fue incorporada durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente a las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019).
Sector Privado	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	Se solicita aclarar si esta medida se refiere a lo establecido en la recientemente publicada Ley 21.721.	Efectivamente, esta medida se enmarca en la Ley N°21.721 y su normativa asociada.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	Vemos de manera positiva esta medida como una alternativa complementaria para el desarrollo de inversiones de transmisión. Esto permitiría que, en caso de ser necesario, se puedan gatillar las conversaciones y acuerdos necesarios que permitan garantizar la disponibilidad de instalaciones de transmisión para el desarrollo de proyectos que puedan contribuir en las metas de descarbonización a nivel nacional.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	<p>Importancia de la medida</p> <p>La propuesta de permitir inversiones de transmisión a riesgo de privados en el sistema eléctrico chileno responde a una necesidad crítica en la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible. La infraestructura de transmisión insuficiente se ha identificado como un obstáculo significativo para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico y la integración de fuentes de energía renovable, particularmente cuando los recursos eólicos y solares más abundantes se encuentran en regiones remotas lejos de los centros de carga.</p> <p>Además, los desafíos financieros y técnicos de ampliar y modernizar la red de transmisión han llevado a muchos países a adoptar modelos de inversión público-privada (PPP, por sus siglas en inglés) que permiten movillar capital y experiencia del sector privado, al tiempo que se garantiza la supervisión pública y la alineación con los objetivos estratégicos del sistema eléctrico.</p> <p>La integración de inversiones privadas bajo esquemas bien diseñados no solo facilita la expansión de la red, sino que también promueve la adopción de tecnologías avanzadas, el desarrollo local y el acceso a electricidad confiable a costos competitivos.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>Para enriquecer la propuesta de la Medida 13, sugerimos integrar un enfoque que combine la experiencia internacional con las particularidades del contexto chileno, asegurando un equilibrio entre la atracción de inversiones privadas y la salvaguarda de los intereses públicos.</p> <p>a) Modelos aplicables</p> <p>La experiencia internacional en Asociaciones Público-Privadas (APP) ofrece lecciones valiosas para estructurar un marco regulatorio y contractual que permita inversiones privadas eficientes y sostenibles en transmisión. A continuación, se destacan modelos aplicables, junto con su relevancia para la Medida 13:</p> <p>(i) Proveedores Independientes de Transmisión (ITP)</p> <p>Este modelo permite una implementación modular y flexible al enfocarse en proyectos específicos de transmisión. La experiencia de México con el modelo Build and Transfer (BT), implementado mediante procedimientos de temporada abierta, demuestra cómo los generadores privados pueden financiar y construir líneas de transmisión, transfiriéndolas posteriormente a la empresa de transmisión.</p> <p>(ii) Concesiones de Transmisión</p> <p>Bajo este esquema, el gobierno otorga derechos a empresas privadas para desarrollar, operar y mantener infraestructura de transmisión en una región o proyecto definido. Este modelo permite que las tarifas sean determinadas por criterios regulatorios transparentes y predecibles.</p> <p>(iii) Líneas de Transmisión Merchant</p> <p>Estas líneas son desarrolladas por empresas privadas que generan ingresos basados en flujos de energía y diferencias de precios entre mercados conectados. Aunque requieren mercados eléctricos maduros con mecanismos de precios nodales, representan una solución innovadora para áreas con desequilibrios en la oferta y demanda de energía.</p> <p>(iv) Líneas de Transmisión Dedicadas</p> <p>Estas infraestructuras están diseñadas para satisfacer las necesidades de grandes consumidores industriales o parques energéticos específicos. Su implementación requiere menos intervenciones regulatorias, lo que las convierte en una solución viable para contextos con marcos regulatorios incipientes.</p> <p>para grandes consumidores.</p> <p>b) Fortalecimiento del marco regulatorio</p> <p>La implementación exitosa de inversiones privadas en transmisión requiere un marco regulatorio robusto que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Garantice la transparencia en los procesos de licitación y adjudicación. • Defina claramente los estándares de desempeño y los mecanismos de supervisión para prevenir abusos de posición de mercado. • Establezca cláusulas contractuales que prioricen la calidad del servicio, la sostenibilidad ambiental y el acceso equitativo a la red. <p>c) Priorización de áreas críticas para el desarrollo de la red</p> <p>La identificación de zonas prioritarias para la inversión privada en transmisión debe basarse en una planificación estratégica que considere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La integración de recursos renovables en regiones remotas. • La reducción de cuellos de botella en la red existente. • La alineación con los objetivos de descarbonización y transición energética. <p>Se recomienda utilizar herramientas avanzadas de cartografía y análisis geoespacial para guiar las inversiones en transmisión.</p>	Muchas gracias por su observación y propuesta. Esta medida fue incorporada durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente a las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019).

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	Si bien esta medida es consistente con lo incorporado en la Ley de Transición Energética, resulta fundamental que el Ministerio se cuestione cómo se puede aprovechar de mejor manera las redes existentes a través de distintos instrumentos de rápida inversión, tales como los automatismos. Por otra parte, respecto del diagnóstico acá presentado, se sugiere que el Ministerio se cuestione cómo se puede hacer cargo de que los análisis de planificación, ni las reglas de mercado vigentes, propendan a contar con un mercado eléctrico común. Finalmente, no se ve adecuado, en función a las herramientas de territorialidad y facilidad de permisos, el que existan dos categorías de obras de Transmisión con tratativa distintas; aquellas emanadas de los procesos de Planificación Central del Regulador y aquellas decididas por privados con los riesgos e ineficiencias que esto conlleva. No se aprecia impacto positivo en la medida.	La evaluación de mecanismos para promover un uso eficiente de las redes de transmisión se encuentra abordada en la medida 16 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización. Por su parte, la presente medida fue incorporada durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente a las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética, lo que queda plasmado en la medida 18 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización. Debido a lo anterior, las observaciones específicas al reglamento correspondiente deben ser canalizadas a través de la consulta pública a dicho reglamento.
Otro	Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada	Esta medida no debe dejar de lado la planificación estratégica para evitar que se invierta en líneas “inservibles” o que no benefician realmente al sistema.	Esta medida no reemplaza la planificación centralizada. En efecto, para abordar la coherencia entre los distintos mecanismos, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente a las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética, lo que queda plasmado en la medida 18 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización.
Sector Privado	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	1. Respecto del “Objetivo” se solicita al Ministerio de Energía estudiar hacer extensibles los beneficios o mecanismos regulatorios que facilitarían la incorporación de “Obras Estratégicas” de transmisión, a proyectos u obras de “generación”, en particular procesos de reconversión de unidades de generación, en razón de que contribuyen a la reducción de emisiones de dióxido de carbono.	En consideración que las competencias de planificación del Ministerio de Energía se acotan al segmento de transmisión, esta medida se define en este ámbito; sin perjuicio de otras medidas del Plan que buscan promover la reconversión de unidades generadoras a carbón a tecnologías bajas en emisiones.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	<p>El país se enfrenta a un desfase en el desarrollo de las obras de transmisión y la generación renovable. De esta forma, dentro de las prioridades para el sector eléctrico nacional se destaca la necesidad de agilizar los procesos de autorización en los proyectos de transmisión. En este contexto, consideramos necesario asegurar que las modificaciones en los mecanismos de planificación no se superpongan y/o contradigan entre sí. En este sentido, considerando que el objetivo es armonizar la planificación eléctrica, esta modificación legal representa una oportunidad para que los tres organismos que planifican en Chile homologuen sus criterios y metodologías. Sin embargo, se debe tener en cuenta que, si la propuesta no considera al Panel de Expertos, enfrentará una férrea oposición de los clientes finales.</p> <p>Para contribuir a la armonización de los instrumentos de planificación, consideramos que sería eficiente crear una mesa interministerial de planificación que asegure que exista una interrelación entre los diversos instrumentos que deben tomarse en consideración al momento de proyectar y/o construir una obra de transmisión, para así evitar un estudio de franjas 2.0 que dilate o retrase aún más la expansión de este sector. Dentro de esta mesa o instancia colaborativa interministerial, consideramos relevante asegurar que el SBAP tenga algún grado de participación, para dar legitimidad a la instancia y a la emisión de un informe posterior por su parte. Por otra parte, dado que la PELP es quinquenal, no parece idóneo que este proceso se use para identificar OOEE, dado que está sujeto a actualización; además, consideramos que la parte de planificación de la transmisión en la PELP no es lo suficientemente robusta para identificar estas OOEE y no se percibe cómo se reducirán los plazos frente al mecanismo de planificación actual si el Ministerio enfrentará problemas similares a los del privado. Por lo anterior, reiteramos las observaciones relacionadas a la reducción o eliminación de los permisos ambientales sectoriales mixtos, ya que es una medida que efectivamente impactaría en la reducción de plazos de desarrollo de proyectos.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, hacemos presente lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La transición energética implica un desafío en distintos atributos del sistema eléctrico, como lo son la inercia, la flexibilidad, la resiliencia, fortaleza de red, entre otros. Considerando que sería posible justificar obras para mejorar cada uno de los atributos mencionados, o incluso otros que pudieran surgir en un futuro, los cuales son relevantes y de interés nacional, se sugiere evaluar la incorporación de este tipo de proyectos dentro del plan de expansión anual. • Así como resulta relevante disminuir los tiempos de tramitación en el desarrollo de obras de transmisión, se necesita tener certezas respecto a estos tiempos. Por ello, se sugiere que la medida incorpore herramientas o indicaciones que entreguen una mayor predictibilidad sobre los tiempos de la tramitación de permisos y autorizaciones sectoriales. • Se sugiere que las OOEE no estén ligadas al estudio de franjas o existirá una reducción efectiva de los plazos. • Otros tratamientos diferenciados y prioritarios pueden ser: <ul style="list-style-type: none"> o Incluir la excepción de presentar los títulos de dominio de los predios para la Planes de Manejo Forestal (PMF), ya que, en el caso de los proyectos de transmisión, estos ya tienen un título habilitante para actuar en el terreno -que son las concesiones eléctricas y las servidumbres-. o Permitir acreditar con fuentes alternativas requisitos que por situación territorial u otras condiciones no existan, por ejemplo: títulos de dominio, roles de avalúo, entre otros. o Permitir que la concesión o la servidumbre sean suficientes para poder tramitar permisos sectoriales, como los IFC. o Permitir tramitar permisos de manera paralela y no secuencial -supeditados a la obtención de uno para seguir con el siguiente-. <p>Respecto a que sea el Ministerio de Energía quien tramite los permisos sectoriales, no se especifica cuándo se tramitarán, o antes de qué hito. ¿Cuántos serán las OOEE que requerirán de tramitación de permisos de manera simultánea? Asimismo, no queda claro si el proyecto se licitará con RCA y si se considerará una etapa de revisión de ingeniería, o hasta cuándo se considerará el desarrollo de la ingeniería de detalles.</p>	Se agradece la observación. Varias propuestas se canalizan en el plan definitivo.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	<p>1. No se establece cómo se evalúa la calidad de "obras estratégicas" en términos de su costo beneficio sistémico. El plan de expansión de transmisión actual ya cuenta con metodologías detalladas que permiten revisar a los agentes del sistema si las obras cumplen con los objetivos de la ley.</p> <p>Se solicita modificar el proceso sugerido en forma tal que, de calificarlas de esta forma, sea durante el plan de expansión, con herramientas de evaluación claras, en un proceso observable, contestable y transparente.</p> <p>2. Se indica "Las OOOE 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"</p> <p>No queda claro, al menos en términos conceptuales, cómo se evalúa la magnitud del 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, que justifique la obra estratégica.</p> <p>3.- Se indica "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 OOOE 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."</p> <p>Hacemos presente que la PELP por sí sola no cuenta actualmente con el nivel de detalle de análisis técnico para determinar adecuadamente las obras a incorporar.</p>	Se acoge la observación. La identificación de necesidades estratégicas de capacidad de transmisión se hace en el contexto de la PELP, y la identificación de obras estratégicas de transmisión se hace en el contexto del Plan de Expansión.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos, sin embargo se elimina esta materia del Plan definitivo.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos, sin embargo se elimina esta materia del Plan definitivo.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos, sin embargo se elimina esta materia del Plan definitivo.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos, sin embargo se elimina esta materia del Plan definitivo.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos, sin embargo se elimina esta materia del Plan definitivo.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos, sin embargo se elimina esta materia del Plan definitivo.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos, sin embargo se elimina esta materia del Plan definitivo.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos, sin embargo se elimina esta materia del Plan definitivo.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos, sin embargo se elimina esta materia del Plan definitivo.</p>
Sector Privado	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	<p>La identificación de la cartera de proyectos claves para la descarbonización debe incorporar aquellas obras de infraestructura habilitante necesarias para el desarrollo de obras de transmisión, así como todas aquellas obras que juegue un rol fundamental en la mitigación de los efectos del Cambio Climático, para que formen parte de la figura de Obras Estratégicas, o Proyectos Priorizados, entre ellas el almacenamiento y la generación. Eso implica que la nueva figura que esta medida busca crear no debe alojarse en el Ministerio de Energía, ya que esto no le permitiría tener una coordinación eficiente. Se propone que sea el Consejo Asesor de Infraestructura Pública (proyecto de ley en tramitación) el que defina la cartera de Obras Estratégicas o de proyectos priorizados, tal como o plantea el proyecto de ley actualmente en tramitación sobre Permisos Sectoriales, en base a los distintos Planes Estratégicos Sectoriales, Regionales y Ambientales. Mayor detalle en la minuta adjunta.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. En el Plan definitivo, la medida se aloja en el Ministerio de Energía y en la Comisión Nacional de Energía con ssus respectivos instrumentos, se crea una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas y considera el contexto normativo vigente y los avances que se produzcan en iniciativas legales como el Proyecto de Ley de Aceleración de la Descarbonización y Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	En la recomendación de crear un nuevo segmento de infraestructura de transmisión ("Obras Estratégicas"), se debe velar que la introducción de una nueva calificación no afecte las condiciones de competencia en el mercado de generación y sistemas de almacenamiento. En específico, respecto a la disponibilidad de puntos de conexión, la reglas de valorización, remuneración y asignación de pagos de los activos involucrados y las condiciones de competencia para la ejecución de las obras y explotación de los activos. La creación de una "Obra Estratégica" de transmisión no debería transformarse en una ventaja competitiva para un grupo de agentes participantes en un mercado competitivo como el de generación y sistemas de almacenamiento ni tampoco para un segmento de empresas incumbentes del segmento de transmisión.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. La medida apunta a establecer un proceso institucional que permita identificar, priorizar y acelerar la ejecución de Obras Estratégicas de Energía (OOEE), para su materialización oportuna. Sin embargo, se incorpora una nueva medida referida a revisar y robustecer la institucionalidad en materia de monitoreo de la competencia.
Sector Privado	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	Es complejo que sea el Ministerio de Energía el responsable de modificar instrumentos fuera de su objeto. Debiese ser un ente mas amplio, como SEGPRES, o Economía.	El Ministerio de Energía no modifica instrumentos fuera de su ámbito de competencia en el marco de la medida, sino que se proponen cambios en el proceso de planificación en el contexto legal de la Ley General de Servicios Eléctricos, y su eventual modificación, involucrando a los organismos que son parte del citado proceso.
	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	En relación con esta medida, surge la preguntae respecto a cómo se garantizará que estas Obras Estratégicas no enfrenten el mismo destino que los Estudios de Franja, que en la práctica no han sido mayormente utilizados. En este sentido, una medida clave sería asegurar que estas obras cuenten con instrumentos normativos y vinculantes que respalden su implementación. En relación con la nueva División del Ministerio de Energía mencionada en la medida, estimamos que resulta importante aclarar su alcance. En efecto, en esta medida se indica que el Ministerio de Energía, a través de una nueva División en su orgánica, podrá avanzar en el diseño de las obras estratégicas, y en su gestión directa o indirecta (acompañamiento); y que si el Ministerio de Energía gestiona como titular los citados permisos, se creará una institucionalidad ad hoc según se describe en la Medida 15. De este modo, es posible entender, cuestión que se sugiere revisar, que la División en cuestión se creará sólo para efectos de la gestión directa, persistiendo entonces la duda de qué ocurrirá en caso de que gestión indirecta (acompañamiento). Su sugiere también precisar el alcance de la gestión de permisos a cargo del Ministerio, considerando los costos asociados a muchos de ellos, así como definir claramente cómo se imputarán dichos costos. Un ejemplo útil a considerar es el modelo de Brasil, donde el adjudicatario de la obra asume los costos incurridos previamente para su diseño, lo que podría inspirar un marco eficiente y sostenible para estas obras. También es crucial definir cómo se procederá si no se aprueba el proyecto de ley marco de autorizaciones sectoriales. Sería importante contar con mecanismos alternativos para priorizar los plazos de tramitación de estos proyectos de infraestructura, asegurando que puedan avanzar incluso en ausencia de esta normativa. Adicionalmente, sería importante que la calificación de estas Obras Estratégicas como priorizadas bajo la Ley Marco, fuera automáticamente (por ley) y no se requiriera un acto administrativo adicional del Servicio para la Regulación y Evaluación Sectorial, que en la práctica puede dilatar más los plazos de aprobación de estas obras. Finalmente, se recomienda otorgar mayores efectos jurídicos a las Obras Estratégicas sometidas a Estudio de Franja, incluyendo su carácter vinculante. Esto fortalecería su viabilidad y evitaría que se conviertan en herramientas poco efectivas, como ha ocurrido con otros instrumentos similares en el pasado.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Las necesidades y obras estratégicas se incuyen en instrumentos vinculantes para asegurar su materialización (PELP y Plan de Expansión) con la orgánica institucional actual, y se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	2.- Si bien destacamos el concepto de "obra estratégica" (OOEE) que se desarrolla en esta acción, el enfoque no parece satisfactorio. Más que establecer excepciones para algunas legislaciones específicas y permitir a la Autoridad Pública tramitar anticipadamente ciertos permisos -tal como ocurre en materia de obras públicas-, se sugiere establecer un marco jurídico de excepción, acotado temporalmente, inspirado en las "Planining Act 2008" y "Crossrail Act 2008" inglesas, de manera que se puedan ejecutar estas OOEE en plazos razonables. Dicho marco jurídico de excepción podría incluir a lo menos los siguientes elementos: contenerse en una Ley, que posiblemente deba tramitarse como una LOC (1); establecer un mecanismo de selección de obras estratégicas con el más alto nivel de responsabilidad política -decreto supremo o inclusión de una primera nómina de proyectos seleccionados en las disposiciones transitorias de la ley- (2); establecer amplios poderes a la Administración para determinar las condiciones en que se ejecutarán estas obras, pudiendo imponer requisitos de orden ambiental u de otro tipo, que se concentren de manera indelegable en una Autoridad Política de alto nivel -Ministro- (3); excluir la aplicación del SEIA a estos proyectos (4); otorgarles compatibilidad territorial de pleno derecho (5); excluirlos de la necesidad de tramitar ciertos permisos -v. gr. municipales, forestales, concesiones marítimas- (6); concentrar el otorgamiento de los demás permisos y autorizaciones en un solo órgano -Ministro- (7); establecer un órgano jurisdiccional ad hoc -similar a la Comisión Arbitral- y que este órgano resuelva todas las materias referidas a estas obras estratégicas, incluida su eventual paralización o suspensión (8); que el rol de la SMA se acote a la fiscalización de otros instrumentos de gestión ambiental (v. gr. norma de ruido), pero que no pueda disponer la suspensión y paralización de las obras -sin perjuicio de que pueda coordinarse para que se soliciten ante el órgano que corresponda- (9); y, finalmente, que se establezcan procesos de participación ciudadana y consulta indígena con reglas especiales, permitiendo la impugnación del proceso únicamente en caso de vicios esenciales y relativos a normas procedimentales (10).	Se ajusta la medida para incorporarlo en los marcos existentes de planificación sectorial, considerando el contexto normativo vigente y en desarrollo, tales como la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales y el Proyecto de Ley de Aceleración de la Descarbonización.
Sector Privado	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	1.- Resulta complejo determinar obras de transmisión estratégicas mediante la PELP, lo anterior básicamente porque el ejercicio no necesariamente tiene un fin de proyectar el futuro de la forma más ajustada, sino que tiene fines políticos para presentar una referencia en temas energéticos a la ciudadanía. ¿Cómo se determinarán las obras que pertenecerán a las OOEE? ¿Será un proceso participativo? Además, parece ser necesario incluir una evaluación económica, adicional a la "evaluación" ambiental, ya que puede haber obras más costo efectivas para la reducción de CO2 (u otros contaminantes) y que además genere beneficios económicos producto de un menor costo de operación del sistema o al habilitar el desarrollo de nueva infraestructura en zonas más cercanas a la demanda.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Las obras estratégicas se identificarán en el Plan de Expansión, según su procedimiento ya reglado.
Sector Privado	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	3.- Respecto a los responsables, debería incluirse el Ministerio de Medioambiente y el SEA, de manera que el trabajo sea validado por los otros entes que están involucrados en los permisos para el desarrollo de estos proyectos	Efectivamente se estima la inclusión de MMA en la Comisión de Ministros de Obras Estratégicas que acompañará el proceso de obtención de permisos.
Sector Privado	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	Definir qué se entiende por obras estratégicas, las que no deberían solo limitarse a obras de transmisión	Se acoge la observación y se explica que existen obras cuya naturaleza crítica las convierte en habilitadoras del proceso de transición energética, por lo que su priorización por parte del Estado resulta fundamental para acelerar su desarrollo. Sin embargo, es relevante aclarar que en consideración que las competencias de planificación del Ministerio de Energía, las OOEE se acotan al segmento de transmisión
Academia y Centros de Investigación	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	La participación activa del Estado, junto con un tratamiento prioritario en permisos y plazos, facilitará la ejecución de estos proyectos. Sin embargo, es esencial que se mantenga un equilibrio entre la rapidez de ejecución y el respeto por el medio ambiente y las comunidades locales.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. En el Eje 2 se incorpora una explicación de una mejora integral al proceso de planificación, donde se fortalece la consideración de variables ambientales y territoriales para este fin.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	Buena medida para mejorar los procesos que estan hablado.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Si no se establecen bien las prioridades, algunos proyectos importantes podrían quedar retrasados o sin financiamiento.	Efectivamente esta medida apunta a establecer prioridades a través de la planificación energética.
Academia y Centros de Investigación	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	muy bien, pero complejo.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sociedad Civil y ONGs	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	<p>Sobre la presunción de conformidad y certeza de las Obras Estratégicas</p> <p>Las Obras Estratégicas son definidas como "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".</p> <p>En vista de lo anterior, el Plan de Descarbonización justifica -entre otros aspectos- que: (i) las Obras Estratégicas serán parte de un portafolio priorizado sometido a EAE y exceptuadas de EIA, pasando a ser un componente del Decreto de Planificación Energética (Artículo 86° LGSE) y, por tanto, para la Expansión de la Transmisión (Artículo 87° LGSE); y (ii) las Obras Estratégicas no requerirán 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.</p> <p>Esta medida, al igual que la Medida 2, también comentada, esta medida resulta regresiva ambientalmente y, por tanto, no debería ser parte del Plan de Descarbonización.</p> <p>El SBAP, como organismo administrador de las áreas protegidas y responsable de proteger su biodiversidad, no puede dejar de pronunciarse respecto a obras estratégicas que pasen por áreas protegidas.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>Mantener el concepto de Obras Estratégicas, pero eliminando sus consecuencias regresivas en materia de certificación ambiental (exención de EIA) y biodiversidad (exención de informe favorable de SBAP y plan de manejo previo).</p>	Se acoge la observación.
Sociedad Civil y ONGs	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	<p>Esta medida, al igual que la Medida 2, también comentada, esta medida resulta regresiva ambientalmente y, por tanto, no debería ser parte del Plan de Descarbonización.</p> <p>El SBAP, como organismo administrador de las áreas protegidas y responsable de proteger su biodiversidad, no puede dejar de pronunciarse respecto a obras estratégicas que pasen por áreas protegidas.</p> <p>La sugerencia consiste en que no se incluyan medidas regresivas en materia de certificación ambiental (exención de EIA) y biodiversidad (exención de informe favorable de SBAP y plan de manejo previo), solo por el hecho de ser las denominadas "obras estratégicas".</p>	Se acoge la observación.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Ampliación del alcance de la propuesta de obras estratégicas Actualmente, la propuesta de obras estratégicas no abarca todo el espectro de infraestructura energética necesaria. No solo las obras de transmisión enfrentan dificultades para obtener permisos ambientales y/o sectoriales; también las obras estratégicas de generación enfrentan desafíos similares. Además, como se menciona en el documento, alcanzar la meta de descarbonización requiere no solo infraestructura de transmisión, sino también de generación. Por lo tanto, la institucionalidad intersectorial propuesta para la gestión de permisos no debería limitarse exclusivamente a obras de transmisión. En cambio, su alcance debería ampliarse para incluir todas las obras estratégicas energéticas, asegurando que se respete un enfoque integral y sin aludir a una planificación centralizada. Se sugiere ampliar el alcance de la institucionalidad intersectorial de gestión de permisos para abarcar tanto obras estratégicas de transmisión como de generación y almacenamiento.	En consideración que las competencias de planificación del Ministerio de Energía se acotan al segmento de transmisión, esta medida se define en este ámbito. Sin embargo se consideran otras medidas que abordan otras infraestructuras.
	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	En la medida N°14 se introduce el concepto de "Obras Estratégicas (OOEE)", lo cual es un paso positivo al otorgar prioridad y un rol más activo al Estado en el desarrollo de proyectos que faciliten una transición energética rápida y justa. Sin embargo, es fundamental que estas obras no sean eximidas de un Estudio de Impacto Ambiental, especialmente a través de la "Evaluación Ambiental Estratégica (EAE)". La falta de este tipo de evaluación podría resultar en la vulneración de ecosistemas críticos, justificada únicamente por la categoría de Obra Estratégica (OOEE) en el ámbito de la transmisión. Es esencial que cualquier proyecto que se considere estratégico también pase por los criterios establecidos por la Ley 19.300 que establece bajo qué condiciones un proyecto o actividad debe realizar un EIA. Sin duda que la protección de los ecosistemas debe ser una prioridad innegociable en el proceso de transición energética.	Se acoge la observación.
Sociedad Civil y ONGs	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	Sobre la presunción de conformidad y certeza de las Obras Estratégicas Las Obras Estratégicas son definidas como "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". En vista de lo anterior, el Plan de Descarbonización justifica -entre otros aspectos- que: (i) las Obras Estratégicas serán parte de un portafolio priorizado sometido a EAE y exceptuadas de EIA, pasando a ser un componente del Decreto de Planificación Energética (Artículo 86° LGSE) y, por tanto, para la Expansión de la Transmisión (Artículo 87° LGSE); y (ii) las Obras Estratégicas no requerirán 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. Esta medida, al igual que la Medida 2, también comentada, esta medida resulta regresiva ambientalmente y, por tanto, no debería ser parte del Plan de Descarbonización. El SBAP, como organismo administrador de las áreas protegidas y responsable de proteger su biodiversidad, no puede dejar de pronunciarse respecto a obras estratégicas que pasen por áreas protegidas. Nuestra Propuesta Mantener el concepto de Obras Estratégicas, pero eliminando sus consecuencias regresivas en materia de certificación ambiental (exención de EIA) y biodiversidad (exención de informe favorable de SBAP y plan de manejo previo).	Se acoge la observación.
	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	Respecto de esta medida surgen dudas de si, por ejemplo, obras como el HVDC Kimal - Lo Aguirre serían obras estratégicas como se indican en esta medida, y cuál sería la diferencia en que la planifique el Ministerio en vez de la Comisión. Asimismo, queda la duda de si una medida como esta, en que el Ministerio define Obras Estratégicas implicará que los plazos de los procesos se posterguen respecto de los vigentes. En virtud de lo antes señalado, la conclusión es que todas las obras emanadas de los Procesos de Planificación y Expansión de la Transmisión responden a necesidades del sistema para garantizar la seguridad y eficiencia del mercado en un contexto de descarbonización y transición energética. Por lo anterior, es relevante que el conjunto completo de obras sea catalogado como "Obras Estratégicas" con el trato prioritario definido en las medidas descritas. Finalmente, se solicita que el Ministerio indique explícitamente mediante qué proyecto de ley incorporaría esta modificación.	La medida explícita que propone una modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos, que se acota a obras nuevas y no genera efectos retroactivos en procesos en curso. Se replantea la medida, en 2 nuevas medidas complementarias: Medida 8 de identificación de necesidades estratégicas de capacidad de transmisión eléctrica en la PELP y la medida 9 en cuanto a definir obras estratégicas (OOEE) en el Plan de Expansión de la Transmisión.
Otro	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	Bajo ninguna circunstancia se debe liberar del requisito del informe SBAP. Para eso es mejor definir el trazado a priori, y someterlo a evaluación temprana por el SBAP, pero no eximirlo, dado que se pueden pasar por alto elementos no considerados por los profesionales del Ministerio, pero que si se conocen en el servicio.	Se acoge la observación.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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	<p>En el Anteproyecto del Plan de Descarbonización, las Obras Estratégicas son definidas como “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”. En vista de lo anterior, la Medida 14 propone que: (i) las Obras Estratégicas serán parte de un portafolio priorizado sometido a EAE y exceptuadas de EIA, pasando a ser un componente del Decreto de Planificación Energética (Artículo 86° LGSE) y, por tanto, para la Expansión de la Transmisión (Artículo 87° LGSE); y (ii) las Obras Estratégicas no requerirán 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. Al respecto, resulta regresivo que en materia de protección de biodiversidad, el SBAP como organismo administrador de las áreas protegidas y responsable de proteger su biodiversidad, no se pronuncie respecto a obras estratégicas que pasen por áreas protegidas. En paralelo a lo indicado en esta Medida 14, la Medida 2 de este Plan propone presumir la no generación de impactos significativos que tendría de un proyecto sometido a EAE, y en consecuencia eximirlo de someterse a un proceso de evaluación ambiental en el marco del SEIA. Esta medida es regresiva en materia ambiental, pues la evaluación ambiental estratégica caracteriza el territorio sus valores, vulnerabilidad, vocaciones de uso limitaciones y riesgos, pero no aborda los impactos específicos que pueden generar los diversos proyectos que se pretendan desarrollar en dicha área. Por ello la Ley 19.300 establece las tipologías y escala de proyectos que están obligados a ingresar al SEIA, a objeto de prevenir los impactos en el medio ambiente y los sistemas sociales, lo cual no se evalúa en una EAE. Si sumamos las propuestas contenidas en la medida N°14, además de lo incluido en la Medida N°2, las obras definidas como Obras Estratégicas podrían instalarse sobre áreas protegidas solo con un estudio de franja y Evaluación Ambiental Estratégica, pero sin Estudio de Impacto Ambiental. Eximir de Evaluación de Impacto Ambiental a proyectos energéticos que se localicen en Áreas Protegidas, desregula lo normado por ley, y es claramente inconstitucional, constituyendo un grave retroceso para el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y para la protección de la Biodiversidad, dejando a las áreas protegidas expuestas a ser intervenidas por proyectos de generación y de transmisión -Adicionalmente a estos beneficios de desregulación ambiental, la medida 14 pretende legislar calificando con el estatus de “Obras de Interés Nacional”, a las “Obras Estratégicas” (por reducción de emisiones de CO2), eximien a las obras de transmisión del Permiso Ambiental Sectorial 150, lo cual requiere también modificación de la ley sectorial 20.283 de Recuperación de Bosque Nativo y Fomento Forestal. Hay que destacar que el “combo de beneficios enumerados en la Medida 14 para las obras de transmisión” incluye una reducción a la mitad de tiempo en los plazos máximos de tramitación de las autorizaciones. Finalmente, las desregulación y sujeción de la legislación de evaluación ambiental, forestal y de biodiversidad para el desarrollo de la transmisión es contradictoria con la complementariedad regulatoria con parte de estos mismos cuerpos legales expresada en la Medida 10 referida a “Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de infraestructura clave para la descarbonización. Proponemos, eliminar la medida N°14. Las desregulaciones que propone esta medida en materia de excepción de la evaluación de impacto ambiental mandatada en la Ley 19.300; la excepción sobre las condiciones de protección de la biodiversidad establecidas por la Ley del Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas (Ley 21.600), la excepción del Permiso Sectorial 150 que resguarda la Recuperación de la Ley de Bosque Nativo y Fomento Forestal (Ley 20.283), constituyen retrocesos en el resguardo de bienes públicos que son inaceptables, y que significarían una regresión grave en el marco legal e institucional ambiental para el desarrollo sustentable, y que obviamente no resuelven la mala gestión del desarrollo del sector eléctrico, los atrasos en la implementación de la Ley de Transmisión de 2014, y las fallas reiteradas en la Planificación de la Transmisión por parte de las instituciones públicas.</p>	Se agradece la observación y se acoge parcialmente. La medida se mantiene, pero en consideración de los aspectos señalados en la observación.
	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	<p>Al igual que la Medida 2, la medida 14 busca eximir de determinado permiso a los proyectos que se implementen bajo el Plan de Descarbonización; en este caso en particular, del informe SBAP. El SBAP, como organismo administrador de las áreas protegidas y responsable de proteger su biodiversidad, no puede dejar de pronunciarse respecto a obras estratégicas que pasen por áreas protegidas. En consideración de las características del Servicio, se puede desprender que este es un órgano técnico más que político. Por ello, su pronunciamiento sobre los impactos que un proyecto pueda tener en la biodiversidad del área correspondiente no es prescindible. Por lo demás, esta Medida no tiene argumento lógico, pues el que un proyecto sea estratégico para alcanzar la descarbonización no tiene en forma alguna relación con si genera o no impactos en la biodiversidad del lugar donde se emplaza; el que reduzca nuestras emisiones de carbono no lo hace intrínsecamente inocuo respecto de cualquier otro impacto. En especial, los proyectos de generación de energía relacionados a la descarbonización requieren del uso e intervención amplios espacios, lo que genera importantes impactos en la biodiversidad. Nuevamente, entonces, se plantea una medida regresiva e ilegal, que no puede ser considerada para este Plan.</p>	Se agradece la observación y se acoge parcialmente. La medida se mantiene, pero en consideración de los aspectos señalados en la observación.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	<p>A este respecto, cabe tener presente el boletín N°16566-03, proyecto de Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales, que pretende implementar un sistema de ventanilla única para aquellos permisos que queden fuera del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, entre otros. De este modo, la institucionalidad que se implemente en base a este Plan debe ser planificada de manera tal que pueda adaptarse al caso en que dicho proyecto sea aprobado por el Congreso y haya que implementarlo en las condiciones actuales, o bien, en el caso que sea rechazado. En todo caso, valoramos que la licitación de obras estratégicas se proyecte una vez obtenidos los permisos.</p> <p>Sugerimos que la institucionalidad intersectorial considere plazos acotados y definidos para tramitar y obtener los permisos mencionados en la presente medida, de forma que se presenten mayores certezas en el proceso de tramitación. Además, en concordancia con lo anterior, las distintas instituciones del Estado deberán estar coordinadas para cumplir sus atribuciones dentro del plazo señalado.</p> <p>Cabe señalar que no se especifica qué autorizaciones sectoriales se consideran críticas, además de que será necesario incorporar un acompañamiento para los cambios que se deban ejecutar posterior a la licitación y adjudicación del Proyecto.</p>	<p>Gracias por sus comentarios. Efectivamente considera el contexto normativo vigente, como la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales, y los avances que se produzcan en iniciativas legales, como el Proyecto de Ley de Aceleración de la Descarbonización; pero explicita que la configuración institucional de este esquema se desarrollará en detalle con posterioridad a la presentación de este Plan de Descarbonización.</p>
Sociedad Civil y ONGs	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue: “I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales; j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;” Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile. Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300. Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012. [2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”. [3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajustará la medida 14 y 15 en razón de ello.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajustará la medida 14 y 15 en razón de ello.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajustará la medida 14 y 15 en razón de ello.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajustará la medida 14 y 15 en razón de ello.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajustará la medida 14 y 15 en razón de ello.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajustará la medida 14 y 15 en razón de ello.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajustará la medida 14 y 15 en razón de ello.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajustará la medida 14 y 15 en razón de ello.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	<p>Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se aclara que la medida no busca asimilar los instrumentos, sino más bien generar una vinculación del nivel de planificación con el de proyectos. Se ajustará la medida 14 y 15 en razón de ello.</p>
Sector Privado	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	<p>1. No queda claro si este Comité dentro de la División del MEN gestionará todos los permisos ambientales y sectoriales que tengan los proyectos. Se debe tener cuidado con que esto mantenga el principio de neutralidad tecnológica.</p> <p>2. Falta aclarar cómo conversaría esta nueva división del MEN con la nueva división que se quiere crear en el Ministerio de Economía por el PdL de Permisos Sectoriales. (Este PdL propone crear una Oficina de Permisos Sectoriales que dependa del Ministerio de Energía, la cual tendrá como funciones: Coordinar y cooperar con los órganos sectoriales, e impulsar la coordinación y cooperación entre estos y los solicitantes, en los ámbitos de sus competencias, para el adecuado cumplimiento de esta ley; Monitorear los procedimientos seguidos por los órganos sectoriales para la resolución de solicitudes de autorizaciones; entre otras).</p>	<p>En el rediseño de la medida, se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, del cual es parte del Ministerio de Energía. Es decir, no es un organismo interno. Y además, considera el contexto normativo vigente, como la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales, y los avances que se produzcan en iniciativas legales, como el Proyecto de Ley de Aceleración de la Descarbonización.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Como recomendamos en el comentario previo, no es eficiente comenzar a crear unidades en cada ministerio para hacer seguimiento y acelerar permisos sectoriales. La forma de abordar el problema de las demoras en permisos es mejorando las capacidades actuales, como lo hace el PL del Ministerio de Economía de autorizaciones sectoriales. Generar entidades paralelas puede generar el resultado contrario al que se busca y se presta para cuestionamiento frente a decisiones arbitrarias que podrían obstaculizar el ciclo del proyecto. Frente a esto, los lineamientos deben venir desde entes autónomos, como sería el Consejo Asesor de Infraestructura Pública, que es la figura llamada a coordinar las carteras de obras estratégicas de largo plazo.	En el rediseño de la medida, se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, del cual es parte del Ministerio de Energía. Es decir, no es un organismo interno.
Sector Privado	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	Como parte de la medida se indica: "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". Al respecto, se reitera la sugerencia de la observación previa, es decir que el proceso de planificación del sistema de transmisión se simplifique concentrando en una institución y en un único proceso que defina las obras de expansión.	Se acoge la observación y la identificación de OOOE se desarrolla en el contexto del Plan de Expansión y se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, orientada a identificar, dentro de un conjunto de proyectos candidatos, aquellos que sean reconocidos como críticos para la descarbonización.
Sector Privado	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	Para dar operatividad a la medida propuesta se requiere de una coordinación interministerial y sectorial incluso entre servicios públicos de distintas regiones del país. El Plan de Descarbonización debe incluir una estrategia respecto a los pasos a seguir o los cambios institucionales necesarios para lograr el nivel de coordinación entre instituciones, para reducir los plazos de obtención de los permisos sin perder la validez y acuciosidad del proceso.	Se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, orientada a identificar, dentro de un conjunto de proyectos candidatos, aquellos que sean reconocidos como críticos para la descarbonización, pero la configuración institucional de este esquema se desarrollará en detalle con posterioridad a la presentación de este Plan de Descarbonización.
Sector Privado	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	Lo mismo que el anterior, no es el Ministerio de Energía el responsable.	Se rediseña la medida, en 2 medidas complementarias, la 8 y 9, que abordan competencias concretas del Ministerio de Energía y de la CNE respectivamente.
	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	Sugerimos definir con mayor claridad las funciones específicas de la nueva División del Ministerio de Energía. En efecto, si el Ministerio asume la titularidad en la gestión de permisos, ¿esto implica que obtendrá directamente los permisos como titular, o que se limitará a convocar a los órganos de la Administración del Estado vinculados para "acompañar" el proceso de obtención de autorizaciones sectoriales críticas, como parece indicarse más adelante? Es esencial detallar cómo se materializará en la práctica esta intervención estatal y cómo se integrará con los procedimientos actuales. Una alternativa también sería que el Estado efectuase la gestión directa de autorizaciones en etapas tempranas, contando al efecto con acompañamiento técnico externo, cuyos costos sean posteriormente imputados al adjudicatario. Un modelo a considerar también podría ser el de contratación de terceros especializados como ocurre en el caso de las ETFA, para acompañar el desarrollo de las obras estratégicas. Esto podría incluir otorgar efectos vinculantes al acompañamiento técnico, asegurando un mayor control y eficiencia en el proceso. Otra posibilidad sería establecer un alcance concreto para las visaciones previas otorgadas por los órganos sectoriales, asegurando que estas sean reconocidas efectivamente en la evaluación ambiental o en la tramitación de permisos ambientales sectoriales. Esto fortalecería la coordinación interinstitucional y evitaría duplicidades en el proceso. Asimismo, en caso de que no se apruebe el proyecto de ley marco de autorizaciones sectoriales, surge la interrogante sobre qué alternativas se implementarán para garantizar la viabilidad de las obras estratégicas. Es importante prever un mecanismo operativo que permita priorizar y agilizar la tramitación de permisos incluso sin dicha normativa. Respecto a la licitación directa de la construcción de las obras estratégicas tras la obtención de permisos sectoriales, es necesario detallar cómo se gestionará este proceso para evitar problemas en la ejecución, como los observados en las obras de ampliación que actualmente se busca corregir a través del proyecto de ley de transición energética. Finalmente, se sugiere considerar esquemas de distribución de riesgos entre Estado y privados, y que los riesgos de no implementación de las obras no recaigan exclusivamente en el desarrollador.	Se rediseña la medida, que no considera una nueva División en el Ministerio de Energía, sino que proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, orientada a identificar, dentro de un conjunto de proyectos candidatos, aquellos que sean reconocidos como críticos para la descarbonización, pero la configuración institucional de este esquema se desarrollará en detalle con posterioridad a la presentación de este Plan de Descarbonización.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Como parte de la medida se indica: "Una vez definidas las OÖEE 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 OÖEE liderado por la División creada para estos efectos en el Ministerio de Energía". Al respecto, se reitera la sugerencia de la observación previa, es decir que el proceso de planificación del sistema de transmisión se simplifique concentrando en una institución y en un único proceso que defina las obras de expansión.	Se acoge la observación y la identificación de OÖEE se desarrolla en el contexto del Plan de Expansión y se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, orientada a identificar, dentro de un conjunto de proyectos candidatos, aquellos que sean reconocidos como críticos para la descarbonización.
Sector Privado	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	1.- Si bien podría mantenerse esta medida en algunos proyectos de menor entidad, para aquellos de mayor relevancia debiera establecerse una ventanilla única en la cual se otorguen todos los permisos necesarios para la ejecución del Proyecto, hipótesis en que la competencia de los distintos órganos se concentra en una sola Autoridad, v. gr. el Ministro de Energía.	Se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, orientada a identificar, dentro de un conjunto de proyectos candidatos, aquellos que sean reconocidos como críticos para la descarbonización. A su vez, se considerará la creación de procedimientos de coordinación intersectorial permanente destinados a facilitar la gestión administrativa en torno a permisos ambientales y sectoriales, asegurando la coherencia y celeridad en los procesos. Sin embargo, aspectos de la observación, son cubiertos por la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales vigente y aplicable a estos casos.
Academia y Centros de Investigación	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	Es importante garantizar que se mantengan altos estándares ambientales y sociales, y que se implementen mecanismos de control para asegurar la transparencia y el cumplimiento de los objetivos climáticos.	Esto se aborda en la medida 10 del Plan definitivo.
Academia y Centros de Investigación	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	buena medida por hacer una institución intersectorial.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	La creación de una institucionalidad intersectorial facilita la coordinación entre diferentes entidades y acelera los trámites necesarios, reduciendo tiempos de espera para la implementación de proyectos clave.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Efectivamente, se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, orientada a identificar, dentro de un conjunto de proyectos candidatos, aquellos que sean reconocidos como críticos para la descarbonización.
Sector Privado	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	1. Propuesta de creación de institucionalidad intersectorial para gestión de permisos no abarca todo el espectro de obras estratégicas. En concordancia con el comentario a la medida 14, se solicita extender esta medida a las obras de generación eléctrica y almacenamiento. 2. Por otro lado, para dar operatividad a la medida propuesta se requiere de una coordinación interministerial y sectorial incluso entre servicios públicos de distintas regiones del país. Se recomienda que el Plan de Descarbonización incluya una estrategia respecto a los pasos a seguir o los cambios institucionales necesarios para lograr el nivel de coordinación entre instituciones para reducir los plazos de obtención de los permisos sin perder la validez y acuciosidad del proceso.	La medida se acorta al ámbito de competencia de planificación del Ministerio de Energía y CNE respectivamente. La configuración institucional de este esquema se desarrollará en detalle con posterioridad a la presentación de este Plan de Descarbonización
Sector Privado	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	- Obras Tx tramitadas por el Ministerio: Deberían ser llevadas por un privado	Se rediseña la medida.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	No resulta coherente que el titular de estos proyectos estratégicos sea el Ministerio de Energía, principalmente debido a la disponibilidad de recursos. Debiera plantearse otorgar esas "facilidades" a los privados que sean efectivamente dueños de los proyectos o interesados en su materialización.	Se rediseña la medida en este sentido.
	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	Revisar comentario anterior	Gracias por su comentario.
Sociedad Civil y ONGs	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	La Medida N° 15 del Anteproyecto, propone crear una institución intersectorial que permita gestionar los permisos ambientales y/o sectoriales para obras estratégicas de transmisión que serán tramitadas por el Ministerio de Energía. Esta medida duplica la función otorgada por la Ley 19.300 al Ministerio del Medio Ambiente, el cual a través del Servicio de Evaluación Ambiental -SEA, ejerce como "ventanilla única" en el procedimiento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental SEIA, a través del cual la administración del Estado entrega los permisos y autorizaciones sectoriales que corresponde otorgar a las diversas instituciones del Estado. Proponemos eliminar la Medida 15 pues pretende duplicar las atribuciones y trabajo intersectorial de los servicios en materia de autorizaciones ambientales y sectoriales. Lo que corresponde fortalecer en la institucionalidad energética es la mejor coordinación entre el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico, para planificar el desarrollo eléctrico, determinar las metas y plazos, y coordinar sus atribuciones y funciones para implementar la transición energética y alcanzar los metas vinculantes establecidos en la Ley Marco de Cambio Climático y los compromisos climáticos presentados a nivel internacional.	Se acoge la observación, y se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, orientada a identificar, dentro de un conjunto de proyectos candidatos, aquellos que sean reconocidos como críticos para la descarbonización, considerando el contexto normativo vigente, como la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales, y los avances que se produzcan en iniciativas legales, como el Proyecto de Ley de Aceleración de la Descarbonización.
	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	Actualmente se encuentra en tramitación el proyecto de Ley Boletín 16566-03, denominado "Establece una Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales e introduce modificaciones en cuerpos legales que indica". Dicho proyecto de Ley tiene el mismo objetivo que el indicado en la Medida 15, por lo que se requiere que la medida indique cómo se relacionará con esta ley y se generen convergencias.	Se acoge la observación, y se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, orientada a identificar, dentro de un conjunto de proyectos candidatos, aquellos que sean reconocidos como críticos para la descarbonización, considerando el contexto normativo vigente, como la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales, y los avances que se produzcan en iniciativas legales, como el Proyecto de Ley de Aceleración de la Descarbonización.
Sector Privado	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	La medida propuesta aplica exclusivamente a la modalidad de estudio de impacto ambiental, por lo tanto, los proyectos igual podrían estar afectos a ingresar al sistema de evaluación de impacto ambiental. En función de esto, no necesariamente se logrará un efecto en el despliegue de proyectos de almacenamiento que deben conectarse mediante líneas de transmisión, pero que en ningún caso generan los efectos, características o circunstancias del artículo 11 de la Ley.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando la incorporación de criterios diferenciados para la modificación de proyectos que ya cuentan con Resolución de Calificación Ambiental (RCA).
Sector Privado	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	1. Se solicita aclarar si la exención de "Estudio de Impacto Ambiental" o EIA será también aplicable a proyectos que puedan evaluarse conforme a una "Declaración de Impacto Ambiental" o DIA. Lo anterior, dado que el tipo de proyectos que se describen en la sección "Objetivos" podrían, en ciertos casos, sujetarse a tramitación ambiental bajo la figura de una DIA.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando la incorporación de criterios diferenciados para la modificación de proyectos que ya cuentan con Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 16. Habilidad la exención de Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a proyectos de transmisión que, bajo ciertos supuestos, no sean susceptibles de generar impactos ambientales	Consideramos que medidas tendientes a simplificar y/o eximir de evaluación a proyectos o zonas que ya hayan sido evaluadas ambientalmente, son siempre deseables y tienden a eficientar tiempo y recursos, tanto para las instituciones del Estado como para titulares del proyecto. Sin embargo, de la forma en que se plantea esta medida en particular, identificamos el riesgo de que no se aplique, en consideración a que el área de influencia puede variar significativamente entre procesos de evaluación. Es por ello que, para asegurar su aplicabilidad en la práctica, nos parece que en determinadas hipótesis en que existan variaciones en condiciones que podrían crear la obligación de ingresar igualmente a evaluación ambiental, se establezca un mecanismo simplificado, por ejemplo, que los mencionados proyectos ingresen siempre mediante Declaración de Impacto Ambiental, debiendo incorporar necesariamente planes de seguimiento de variables ambientales relevantes, de conformidad con la reciente modificación al Reglamento del SEIA. Y es que queda la duda de si se eximirá de la tramitación de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o solo de un EIA. Por otra parte, cabe destacar que, respecto de la modificación de tipologías, como la indicada en cuanto a criterio de tensión y longitud, es algo que se puede impulsar desde ya en la modificación en trámite a la ley 19.300. Asimismo, los proyectos de aumento de capacidad persé no deben ser evaluados ambientalmente porque no configuran una tipología de ingreso al SEIA. Por lo que la medida no tiene objeto. En cuanto a la referencia sobre los impactos ambientales, no queda claro si son significativos o no, pues un proyecto que no genera impactos significativos no debe ingresar con un EIA -como los proyectos de almacenamiento, subestaciones y líneas de trazado corto-, por lo que queda la duda de si esta medida será viable. Se sugiere revisar nuevamente las opciones disponibles. Finalmente, no queda claro cómo sería factible que una línea utilice una franja ya utilizada, y cómo esta medida se hace cargo de los impactos acumulativos y que se asocian comunmente a conceptos como "Zonas de Sacrificio".	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando la incorporación de criterios diferenciados para la modificación de proyectos que ya cuentan con Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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	<p>Teniendo en cuenta las particularidades del Desierto de Atacama, como se expone en los comentarios generales, consideramos que, aunque se proponga un umbral en términos de tensión y/o longitud, la exención de este tipo de proyectos de un examen exhaustivo de las zonas a intervenir podría generar impactos significativos en los ecosistemas y las comunidades que habitan el territorio. En el ámbito ecosistémico, la instalación de líneas de transmisión puede interferir en el paso de aves migratorias y suponer el riesgo de construir sobre superficies de especial interés científico. Desde el punto de vista sociocultural, la identidad territorial de las comunidades podría verse comprometida. Un caso ilustrativo es lo ocurrido en Quillagua, donde Nodo Landata identificó que las comunidades se habían visto afectadas por la instalación de cables de transmisión eléctrica sobre el “Parque de Meteoritos”, un área de importancia turística para la comunidad local y de relevancia geológica para la academia.</p> <p>Estos antecedentes subrayan la necesidad de evaluar cuidadosamente las áreas de construcción mediante instrumentos como la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), o cualquier otro procedimiento que garantice una relación respetuosa y sostenible con el territorio afectado.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>Teniendo en cuenta las particularidades del Desierto de Atacama, como se expone en los comentarios generales, consideramos que, aunque se proponga un umbral en términos de tensión y/o longitud, la exención de este tipo de proyectos de un examen exhaustivo de las zonas a intervenir podría generar impactos significativos en los ecosistemas y las comunidades que habitan el territorio. En el ámbito ecosistémico, la instalación de líneas de transmisión puede interferir en el paso de aves migratorias y suponer el riesgo de construir sobre superficies de especial interés científico. Desde el punto de vista sociocultural, la identidad territorial de las comunidades podría verse comprometida. Un caso ilustrativo es lo ocurrido en Quillagua, donde Nodo Landata identificó que las comunidades se habían visto afectadas por la instalación de cables de transmisión eléctrica sobre el “Parque de Meteoritos”, un área de importancia turística para la comunidad local y de relevancia geológica para la academia.</p> <p>Estos antecedentes subrayan la necesidad de evaluar cuidadosamente las áreas de construcción mediante instrumentos como la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), o cualquier otro procedimiento que garantice una relación respetuosa y sostenible con el territorio afectado.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>Teniendo en cuenta las particularidades del Desierto de Atacama, como se expone en los comentarios generales, consideramos que, aunque se proponga un umbral en términos de tensión y/o longitud, la exención de este tipo de proyectos de un examen exhaustivo de las zonas a intervenir podría generar impactos significativos en los ecosistemas y las comunidades que habitan el territorio. En el ámbito ecosistémico, la instalación de líneas de transmisión puede interferir en el paso de aves migratorias y suponer el riesgo de construir sobre superficies de especial interés científico. Desde el punto de vista sociocultural, la identidad territorial de las comunidades podría verse comprometida. Un caso ilustrativo es lo ocurrido en Quillagua, donde Nodo Landata identificó que las comunidades se habían visto afectadas por la instalación de cables de transmisión eléctrica sobre el “Parque de Meteoritos”, un área de importancia turística para la comunidad local y de relevancia geológica para la academia.</p> <p>Estos antecedentes subrayan la necesidad de evaluar cuidadosamente las áreas de construcción mediante instrumentos como la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), o cualquier otro procedimiento que garantice una relación respetuosa y sostenible con el territorio afectado.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>Teniendo en cuenta las particularidades del Desierto de Atacama, como se expone en los comentarios generales, consideramos que, aunque se proponga un umbral en términos de tensión y/o longitud, la exención de este tipo de proyectos de un examen exhaustivo de las zonas a intervenir podría generar impactos significativos en los ecosistemas y las comunidades que habitan el territorio. En el ámbito ecosistémico, la instalación de líneas de transmisión puede interferir en el paso de aves migratorias y suponer el riesgo de construir sobre superficies de especial interés científico. Desde el punto de vista sociocultural, la identidad territorial de las comunidades podría verse comprometida. Un caso ilustrativo es lo ocurrido en Quillagua, donde Nodo Landata identificó que las comunidades se habían visto afectadas por la instalación de cables de transmisión eléctrica sobre el “Parque de Meteoritos”, un área de importancia turística para la comunidad local y de relevancia geológica para la academia.</p> <p>Estos antecedentes subrayan la necesidad de evaluar cuidadosamente las áreas de construcción mediante instrumentos como la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), o cualquier otro procedimiento que garantice una relación respetuosa y sostenible con el territorio afectado.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>Teniendo en cuenta las particularidades del Desierto de Atacama, como se expone en los comentarios generales, consideramos que, aunque se proponga un umbral en términos de tensión y/o longitud, la exención de este tipo de proyectos de un examen exhaustivo de las zonas a intervenir podría generar impactos significativos en los ecosistemas y las comunidades que habitan el territorio. En el ámbito ecosistémico, la instalación de líneas de transmisión puede interferir en el paso de aves migratorias y suponer el riesgo de construir sobre superficies de especial interés científico. Desde el punto de vista sociocultural, la identidad territorial de las comunidades podría verse comprometida. Un caso ilustrativo es lo ocurrido en Quillagua, donde Nodo Landata identificó que las comunidades se habían visto afectadas por la instalación de cables de transmisión eléctrica sobre el “Parque de Meteoritos”, un área de importancia turística para la comunidad local y de relevancia geológica para la academia.</p> <p>Estos antecedentes subrayan la necesidad de evaluar cuidadosamente las áreas de construcción mediante instrumentos como la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), o cualquier otro procedimiento que garantice una relación respetuosa y sostenible con el territorio afectado.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>Teniendo en cuenta las particularidades del Desierto de Atacama, como se expone en los comentarios generales, consideramos que, aunque se proponga un umbral en términos de tensión y/o longitud, la exención de este tipo de proyectos de un examen exhaustivo de las zonas a intervenir podría generar impactos significativos en los ecosistemas y las comunidades que habitan el territorio. En el ámbito ecosistémico, la instalación de líneas de transmisión puede interferir en el paso de aves migratorias y suponer el riesgo de construir sobre superficies de especial interés científico. Desde el punto de vista sociocultural, la identidad territorial de las comunidades podría verse comprometida. Un caso ilustrativo es lo ocurrido en Quillagua, donde Nodo Landata identificó que las comunidades se habían visto afectadas por la instalación de cables de transmisión eléctrica sobre el “Parque de Meteoritos”, un área de importancia turística para la comunidad local y de relevancia geológica para la academia.</p> <p>Estos antecedentes subrayan la necesidad de evaluar cuidadosamente las áreas de construcción mediante instrumentos como la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), o cualquier otro procedimiento que garantice una relación respetuosa y sostenible con el territorio afectado.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>Teniendo en cuenta las particularidades del Desierto de Atacama, como se expone en los comentarios generales, consideramos que, aunque se proponga un umbral en términos de tensión y/o longitud, la exención de este tipo de proyectos de un examen exhaustivo de las zonas a intervenir podría generar impactos significativos en los ecosistemas y las comunidades que habitan el territorio. En el ámbito ecosistémico, la instalación de líneas de transmisión puede interferir en el paso de aves migratorias y suponer el riesgo de construir sobre superficies de especial interés científico. Desde el punto de vista sociocultural, la identidad territorial de las comunidades podría verse comprometida. Un caso ilustrativo es lo ocurrido en Quillagua, donde Nodo Landata identificó que las comunidades se habían visto afectadas por la instalación de cables de transmisión eléctrica sobre el “Parque de Meteoritos”, un área de importancia turística para la comunidad local y de relevancia geológica para la academia.</p> <p>Estos antecedentes subrayan la necesidad de evaluar cuidadosamente las áreas de construcción mediante instrumentos como la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), o cualquier otro procedimiento que garantice una relación respetuosa y sostenible con el territorio afectado.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue:</p> <p>“I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales;</p> <p>j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;”</p> <p>Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300.</p> <p>Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012.</p> <p>[2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”.</p> <p>[3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>Teniendo en cuenta las particularidades del Desierto de Atacama, como se expone en los comentarios generales, consideramos que, aunque se proponga un umbral en términos de tensión y/o longitud, la exención de este tipo de proyectos de un examen exhaustivo de las zonas a intervenir podría generar impactos significativos en los ecosistemas y las comunidades que habitan el territorio. En el ámbito ecosistémico, la instalación de líneas de transmisión puede interferir en el paso de aves migratorias y suponer el riesgo de construir sobre superficies de especial interés científico. Desde el punto de vista sociocultural, la identidad territorial de las comunidades podría verse comprometida. Un caso ilustrativo es lo ocurrido en Quillagua, donde Nodo Landata identificó que las comunidades se habían visto afectadas por la instalación de cables de transmisión eléctrica sobre el “Parque de Meteoritos”, un área de importancia turística para la comunidad local y de relevancia geológica para la academia. Estos antecedentes subrayan la necesidad de evaluar cuidadosamente las áreas de construcción mediante instrumentos como la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), o cualquier otro procedimiento que garantice una relación respetuosa y sostenible con el territorio afectado.</p> <p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue: “I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales; j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;” Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile. Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300. Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012. [2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”. [3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	<p>La EAE no es un símil al SEIA, así el Art. 2 de la Ley N° 19.300 define ambos instrumentos de gestión ambiental como sigue: “I bis) Evaluación Ambiental Estratégica: el procedimiento realizado por el Ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustanciales; j) Evaluación de Impacto Ambiental: el procedimiento, a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes;” Por tanto, el SEIA es el único procedimiento que garantiza que una actividad cumpla con la normativa ambiental vigente, lo que incluye la aplicación del Principio preventivo para predecir, identificar e interpretar su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos del artículo 11 de la Ley N°19.300(en el caso del EIA), o justificar técnicamente la inexistencia de éstos (en el caso de la DIA). El SEIA corresponde a una manifestación del Principio preventivo, tal como se señala en el mensaje de la Ley N°19.300, globalmente considerado como un principio fundante del derecho ambiental y que la jurisprudencia de la Corte Suprema[1] ha señalado se encuentra implícito en la garantía constitucional del Art. 19 N°8 de la Constitución Política de la República de Chile. Por tanto, la EAE y el SEIA, son Instrumentos de gestión ambiental distintos, que cumplen fines diversos. Lo planteado en el presente Anteproyecto (en la Medida 2, y que se replica en las medidas 7, 8, 14, 15 y 16) es a todas luces regresivo, puesto que pretende crear una “presunción” de que las obras localizadas en “franjas preferentes” de no tener impactos significativos (creemos que se alude a los impactos ambientales significativos del Art. 11 de la Ley N°19.300), cuestión que considerados contrario al ordenamiento jurídico ambiental. La EAE no puede tener por finalidad la exención de ingreso al SEIA de una tipología de ingreso obligatoria al SEIA establecida en el Art. 10 de la Ley N°19.300, ni la eliminación de que la vía de ingreso sea un Estudio de impacto ambiental, al presentarse los efectos, características o circunstancias del Artículo 11 de la Ley N°19.300. Se debe recordar que tanto la Ley N°21.455[2], como la Ley N°21.600[3] incorporan al ordenamiento jurídico ambiental el Principio de no regresión. Consideramos manifiesto que las metas 2, 7, 8, 14, 15 y 16 implican retroceder en los niveles de protección ambiental actualmente existentes contenidas en el SEIA, y que se encuentran regulados profusamente en la Ley N°19.300, el D.S. N°40/2012 MMA y la normativa administrativa emanada del SEA (haciendo uso de las competencias que le encomienda la Ley N°19.300). A mayor abundamiento, la Resolución que pone fin a la EAE no es un instrumento de gestión ambiental, cuya fiscalización y sanción sea competencia de la SMA (y de ningún otro órgano fiscalizador, puesto que no tiene por finalidad imponer obligaciones a los particulares). Por tanto, la ejecutabilidad de las “medidas de mitigación” establecidas en el marco de la EAE de la Política Nacional Energética, como se lee en la Medida 2 del Anteproyecto, no estaría garantizada, lo cual representa un retroceso frente a la actual regulación que considera la fiscalización y sanción de los incumplimientos de una RCA (acto administrativo que pone fin a la evaluación ambiental) por parte de la SMA.</p> <p>[1] “Que sin perjuicio de lo anterior, esta Corte Suprema considera útil recalcar la importancia como ya se dijo de uno de los principios rectores de la Ley N° 19.300 cual es, el Principio Preventivo, por el que se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Así, en la historia de la Ley N° 19.300 páginas 14 y 15, se dice dentro de este contexto que para cumplir con este principio la ley contempla una serie de instrumentos, entre ellos, el sistema de impacto ambiental.” Corte Suprema, 28 de agosto de 2012, Rol N° 1.960 – 2012. [2] Art. 2, letra e), Ley N°21.455. “No regresión: la gestión del cambio climático no podrá ser modificada cuando se comprometan los objetivos de mitigación o adaptación establecidos o cuando ello implicare retroceder en los niveles de protección ambiental alcanzados o establecidos previamente”. [3] Art. 2, letra c), Ley N°21.600. “Principio de no regresión: los actos administrativos no admitirán modificaciones que signifiquen una disminución en los niveles de protección de la biodiversidad alcanzados previamente”.</p>	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.
Academia y Centros de Investigación	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	Teniendo en cuenta las particularidades del Desierto de Atacama, como se expone en los comentarios generales, consideramos que, aunque se proponga un umbral en términos de tensión y/o longitud, la exención de este tipo de proyectos de un examen exhaustivo de las zonas a intervenir podría generar impactos significativos en los ecosistemas y las comunidades que habitan el territorio. En el ámbito ecosistémico, la instalación de líneas de transmisión puede interferir en el paso de aves migratorias y suponer el riesgo de construir sobre superficies de especial interés científico. Desde el punto de vista sociocultural, la identidad territorial de las comunidades podría verse comprometida. Un caso ilustrativo es lo ocurrido en Quillagua, donde Nodo Landata identificó que las comunidades se habían visto afectadas por la instalación de cables de transmisión eléctrica sobre el “Parque de Meteoritos”, un área de importancia turística para la comunidad local y de relevancia geológica para la academia. Estos antecedentes subrayan la necesidad de evaluar cuidadosamente las áreas de construcción mediante instrumentos como la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), o cualquier otro procedimiento que garantice una relación respetuosa y sostenible con el territorio afectado.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	1. En la línea del cuidado del medio ambiente, y por consiguiente, el proceso de descarbonización, es contraproducente que exista una medida que exima a proyectos que causan impacto en la flora y fauna. Se solicita aclarar cómo se vincula esta medida con la regulación medio ambiental vigente y con el Proyecto de Ley que se discute actualmente en el congreso sobre la Reforma al SEIA.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.
Sector Privado	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	Celebramos medidas como la planteada, ocupando la lógica de reutilizar análisis y modelaciones de territorios ya evaluados, generando presunciones legales de descarte de efectos, características y circunstancias del artículo 11 de la Ley 19.300. Resulta adecuado generar incentivos de esta naturaleza que permitan acelerar la inversión, siendo necesario ampliar el alcance a otras tipologías de proyectos, en atención a que el sector energético y de transmisión son prioritarios, pero no los únicos. Materias como obras de conectividad, vivienda, infraestructura de salud, conectividad, etc., requieren de una lógica de urgencia como la aquí planteada. Más desarrollo en minuta adjunta.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.
Sector Privado	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	Se debe especificar más explícitamente los criterios a utilizar para que una línea de transmisión quede eximida de la realización de un EIA y como dicha medida se relaciona con las medidas del Eje #1 y la medida #14 de “Obras Estratégicas”. En especial, si la medida propuesta es sólo para conexión de PMGD o si está pensada para obras de transmisión que cumplan con atributos necesarios para la descarbonización.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.
Sociedad Civil y ONGs	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	Es importante que se defina correctamente cuales son aquellos supuestos, y que estos sean medibles y cuantificables respecto a la realidad en terreno, más que a proyecciones a futuro. Los eventos climáticos extremos y sus efectos siempre debiesen ser evaluados respecto a proyectos de transición, tanto debido a la resiliencia de la infraestructura energética, como debido a los desastres siconnaturales que podría causar el daño de esta infraestructura de transmisión.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.
	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	me parece una buena medida, pero ojo con enyesar la iniciativa	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Público	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	En la medida 16 se menciona la exención de EIA para proyectos de transmisión no susceptibles de generar impactos ambientales. Me parece muy buena la propuesta y quería consultar si no se podría agregar un criterio asociado a la cantidad de emisiones que se podrían abatir al desarrollar esas capacidades de transmisión?	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	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	La medida no define con claridad en qué circunstancias sería posible afirmar que un proyecto no es susceptible de generar impactos ambientales. Dado que en la práctica esto parece poco viable, especialmente en ausencia de líneas de base claras, sería recomendable considerar una terminología distinta que refleje mejor la realidad técnica y ambiental de los proyectos. El establecimiento de un umbral de tensión o longitud es un avance positivo, pero persisten dudas sobre su aplicabilidad real en el caso de proyectos de almacenamiento. Esto se debe a la ausencia de una clasificación normativa que los defina como infraestructura de transmisión, así como a la dificultad de encasillarlos en uno de los segmentos reconocidos por la LGSE. Resolver esta ambigüedad es clave para asegurar que estos proyectos puedan ser evaluados de manera consistente y adecuada. Asimismo, sería valioso fortalecer la vinculación entre las etapas previas del proyecto y la evaluación ambiental propiamente dicha. Esto permitiría integrar de manera más efectiva la información generada en las fases iniciales con el proceso de evaluación, mejorando tanto la planificación como la mitigación de posibles impactos ambientales.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.
Sector Privado	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	Incorporar también otras obras como almacenamiento, atendido la importancia de este tipo de instalaciones (habilitantes para la descarbonización) y a que ya existen guías de evaluación que ya anticipan criterios similares. Sería bueno dar una certeza mayor, por medio de una modificación legislativa, más que sólo mantener las guías.	La situación del almacenamiento respecto de la EIA ya está definida. Sin perjuicio de aquello, se estudiará su comentario en el rediseño del Plan.
Academia y Centros de Investigación	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	Es crucial que los criterios de exención sean claros y rigurosos, para evitar pasar por alto impactos negativos. Se debe garantizar que la medida no afecte áreas sensibles o urbanas sin el debido análisis ambiental, logrando un equilibrio entre desarrollo y protección ambiental.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.
Academia y Centros de Investigación	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	los puntos que se hablan en son buenas.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Eximir de EIA proyectos de baja incidencia ambiental acelera el proceso de autorización, permitiendo que proyectos más pequeños o con menor impacto avancen rápidamente. Permite que los recursos se enfoquen en los proyectos de mayor riesgo ambiental, optimizando la gestión.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	Sobre la exención del Estudio de Impacto Ambiental, este beneficio debe ser extensible a otros proyectos no necesariamente eléctricos que aporten valor a la descarbonización de la matriz.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 16. Habilidadar la exención de Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a proyectos de transmisión que, bajo ciertos supuestos, no sean susceptibles de generar impactos ambientales	Propuesta de exención de EIA no abarca todo el espectro de obras estratégicas. En concordancia con el comentario a la medida 14, se solicita extender esta medida a las obras de generación eléctrica.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.
Sector Privado	Medida 16. Habilidadar la exención de Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a proyectos de transmisión que, bajo ciertos supuestos, no sean susceptibles de generar impactos ambientales	- Se debe aclarar si lo que efectivamente se busca es eximir a las líneas de transmisión, bajo ciertas condiciones, de someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental bajo la modalidad de un estudio de impacto ambiental; o por el contrario si lo que se busca es eximir a las líneas de transmisión, bajo ciertas condiciones, de someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental. La consulta anterior surge ya que la redacción resulta confusa respecto a otros anuncios hechos por el Ministerio de Energía, y no necesariamente logrará un efecto en el despliegue de proyectos de almacenamiento que deben conectarse mediante líneas de alta tensión y poca longitud, pero que en ningún caso generan los efectos, características o circunstancias del artículo 11 de la Ley. '- Que la excepción propuesta no sea exclusiva para proyectos de líneas de transmisión, sino que para proyectos de infraestructura de transmisión en general.	Se aclarara que la medida apuntaba a eximir del sistema de evaluación de impacto ambiental. Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.
	Medida 16. Habilidadar la exención de Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a proyectos de transmisión que, bajo ciertos supuestos, no sean susceptibles de generar impactos ambientales	La Ley 19.300, en su artículo 11, establece que "los proyectos o actividades... requerirán la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) si generan o presentan al menos uno de los siguientes efectos, características o circunstancias". Esta ley también permite la exención de la realización de un EIA para ciertos proyectos y actividades que no vulneren las condiciones estipuladas, lo cual debería aplicarse a todos los tipos de proyectos, incluidas las "Obras Estratégicas (OOEE) de Transmisión". Si estas OOEE no afectan negativamente ninguna de las condiciones establecidas por la ley, se encontrarán eximidas de presentar un EIA. Es crucial que esta exención no conduzca a la desprotección de ecosistemas importantes ni a la minimización de los impactos ambientales que podrían derivarse de estas obras. La evaluación rigurosa es fundamental para asegurar que el desarrollo de proyectos estratégicos se realice de manera sostenible y responsable.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.
Sector Privado	Medida 16. Habilidadar la exención de Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a proyectos de transmisión que, bajo ciertos supuestos, no sean susceptibles de generar impactos ambientales	Favor aclarar si lo que efectivamente se busca es eximir a las líneas de transmisión, bajo ciertas condiciones, de someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental bajo la modalidad de un estudio de impacto ambiental; o por el contrario lo que se busca es eximir a las líneas de transmisión, bajo ciertas condiciones, de someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental. Lo anterior ya que la redacción resulta confusa respecto a otros anuncios hechos por el Ministerio de Energía, y no necesariamente logrará un efecto en el despliegue de proyectos de almacenamiento que deben conectarse mediante líneas de alta tensión y poca longitud, pero que en ningún caso generan los efectos, características o circunstancias del artículo 11 de la Ley.	Se aclarara que la medida apuntaba a eximir del sistema de evaluación de impacto ambiental. Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.
	Medida 16. Habilidadar la exención de Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a proyectos de transmisión que, bajo ciertos supuestos, no sean susceptibles de generar impactos ambientales	Esta medida tiene los mismos problemas que la Medida 2, por lo que se remite a las observaciones de dicha medida. Además, es preciso clarificar qué proyectos se considerarían en la categoría de "no susceptibles de generar impactos ambientales". ¿Cuáles son los supuestos que indican que un proyecto no es susceptible de generar impactos ambientales? No es comprensible de qué forma se obtendrá esa certeza sin hacer una evaluación de impacto ambiental. Esto, además de ser regresivo e ilegal, es incoherente con los acuerdos de Chile, como el Acuerdo Marco Avanzado entre Chile y la Unión Europea, el cual en su artículo 15.8 indica que Chile debe llevar a cabo una evaluación de impacto ambiental en proyectos o actividades relacionados con energía que puedan tener un impacto en la población, salud, suelo, aire, clima e incluso el paisaje. Por lo tanto, no es aceptable que el Plan incluya una medida de este tipo.	Se elimina esta medida, ya que en la modificación del Reglamento del SEIA se está abordando esta materia.
Sector Privado	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	1. En relación al "Objetivo" la medida considera el perfeccionamiento de metodologías y modelos utilizados en la planificación de la transmisión a fin de que el resultado sea una expansión y operación del sistema más "costo-eficiente". En este contexto, la medida incluye, entre otras acciones, el "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 costos 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" (segundo bullet, página 46 del PdD). Guacolda hace presente que aumentar la granularidad del análisis no cumpliría necesariamente con el objetivo de hacer más "costo-eficiente" la expansión y operación de la transmisión. En tal sentido, el Ministerio de Energía debería, previamente, analizar los requerimientos necesarios y evaluar si es eficaz tomar medidas en consideración de un análisis de mayor granularidad.	En efecto, una mayor granularidad en simulaciones implica necesariamente mayores tiempos y capacidad de procesamiento, lo que conlleva mayores niveles de carga para el regulador e importantes periodos de prueba a efectos de calibrar su uso. Adicionalmente, se debe tener en consideración que los tiempos de procesamiento deben conversar con los objetivos de contar con un proceso de planificación de la transmisión con plazos y costos razonables, considerando que un mayor nivel de detalle no necesariamente implica obtener mejores resultados. Desde este punto de vista, se propone que el reglamento establezca ciertos lineamientos amplios para las simulaciones. En este sentido, se buscará otorgar flexibilidad a la CNE para evaluar la incorporación de distintos niveles de granularidad en sus simulaciones, considerando el compromiso entre plazos y calidad.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	<ul style="list-style-type: none"> • Incorporación de Metodología Multivalor: La metodología que se utiliza actualmente para la evaluación económica de las obras de transmisión se centra únicamente en el balance de algunos costos y beneficios sistémicos, y no permite capturar de manera sistemática otros posibles beneficios de la expansión de la transmisión. Se ignoran variables como la disminución de emisiones al facilitar la integración de generación renovable, así como la reducción del vertimiento de energía renovable de tecnologías solar y eólica que son de gran importancia en el proceso de transición energética, el cual debe ser sostenible ambientalmente. Por otro lado, también se ignoran variables como el aporte a la resiliencia del sistema, incremento en la seguridad y flexibilidad, o incluso algunas variables económicas como el aumento de competencia, mejoras de liquidez y la protección de cadenas de pago entre precios de inyección y retiro. La consecuencia lógica de esto se traduce en que proyectos que entregan un aporte más allá del costo-beneficio se ven opacados, entorpeciendo el cumplimiento de metas hacia una matriz energética descarbonizada. A partir de lo anterior, se sugiere migrar a una metodología multivalor, que permita considerar y agregar variables costo-beneficio que actualmente estén siendo omitidas, así como también variables ambientales y territoriales relevantes y atinentes a los proyectos de transmisión, además de permitir la incorporación o modificación de variables en el futuro, obteniendo una mayor flexibilidad regulatoria. 	El presente plan contempla, a partir de medidas tales como incrementar la granularidad de las simulaciones, dar flexibilidad a la CNE para evaluar la incorporación de otros componentes asociados a los costos de operación del sistema a través del uso de nuevas restricciones en los modelos. Además, como se indica en otras medidas, se fortalecerá la incorporación de resiliencia y de variables ambientales y territoriales relevantes y atinentes a los proyectos de transmisión.
Sector Privado	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	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de la Granularidad del Análisis: Por otro lado, la medida 17 sugiere “ajustar 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”. Si bien el aumento de la granularidad es un elemento muy importante para capturar de manera más precisa los beneficios y costos sistémicos, es necesario evaluar con cuidado las etapas y plazos para implementar esta medida, así como sus implicancias -por ejemplo, implicaría un cambio del modelo de simulación de la operación económica de largo plazo que actualmente se utiliza-. Y es que un cambio de modelo siempre conlleva muchas pruebas, tests y revisiones. Es usual abrir espacios de “consulta pública” para que los agentes del mercado hagan sus observaciones y el regulador pueda testear el impacto que puede significar un cambio de modelo y de metodología. Esto generalmente trae consigo un doble trabajo del organismo encargado de la planificación, ya que requiere hacer las simulaciones en los modelos antiguos y también en los modelos nuevos, con las correspondientes comparaciones y explicaciones a las diferencias en resultados. 	En efecto, una mayor granularidad en simulaciones implica necesariamente mayores tiempos y capacidad de procesamiento, lo que conlleva mayores niveles de carga para el regulador e importantes periodos de prueba a efectos de calibrar su uso. Adicionalmente, se debe tener en consideración que los tiempos de procesamiento deben conversar con los objetivos de contar con un proceso de planificación de la transmisión con plazos y costos razonables, considerando que un mayor nivel de detalle no necesariamente implica obtener mejores resultados. Desde este punto de vista, se propone que el reglamento establezca ciertos lineamientos amplios para las simulaciones. En este sentido, se buscará otorgar flexibilidad a la CNE para evaluar la incorporación de distintos niveles de granularidad en sus simulaciones, considerando el compromiso entre plazos y calidad.
Sector Privado	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	La necesidad de perfeccionar los modelos utilizados para la planificación y operación de la transmisión es patente, especialmente considerando la incorporación de nuevas tecnologías. Para fortalecer esta medida, consideramos fundamental que se apunte a uniformar los criterios de modelamiento de las variables de cambio climático, para permitir una adecuada proyección y cuantificación de los efectos del cambio climático y la crisis ambiental en general. En este sentido, es requerido considerar el criterio de interoperabilidad de los modelos y criterios para las distintas variables a considerar por los órganos del Estado, teniendo en especial consideración el Decreto 12/2023 del Ministerio SEGPRES, que establece norma técnica de interoperabilidad.	Como se indica en otras medidas, se fortalecerá en el Plan de Expansión la incorporación de resiliencia y de variables ambientales y territoriales relevantes y atinentes a los proyectos de transmisión. En relación a las normas citadas, estas serán consideradas en la medida que sean atinentes al trabajo reglamentario correspondiente.
Sector Privado	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	Este perfeccionamiento debe incluir una evaluación integral de los impactos en el sistema, por ejemplo, en los requerimientos y costos de SSCC y en general operaciones forzadas fuera de orden económico.	El presente plan contempla, a partir de medidas tales como incrementar la granularidad de las simulaciones, dar flexibilidad a la CNE para evaluar la incorporación de otros componentes asociados a los costos de operación del sistema a través del uso de nuevas restricciones en los modelos. Además, como se indica en otras medidas, se fortalecerá la incorporación de resiliencia y de variables ambientales y territoriales relevantes y atinentes a los proyectos de transmisión.
Sector Privado	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	1. Falta indicar cómo se incorpora la variabilidad de los recursos eólicos y solares en los Modelos. Indicar explícitamente cómo se incorpora en los modelos de planificación la variabilidad de los recursos.	El presente Plan contempla que el reglamento establezca ciertos lineamientos amplios para las simulaciones. En este sentido, se buscará otorgar flexibilidad a la CNE para evaluar la incorporación de distintos niveles de granularidad en sus simulaciones, considerando el compromiso entre plazos y calidad.
Sector Privado	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	<ul style="list-style-type: none"> - Las entidades responsables de realizar el ejercicio de planificación de la transmisión son la CNE y el Coordinador. En esta medida se indica que el responsable de la ejecución es el Ministerio de Energía. Se sugiere dejar la responsabilidad de mejorar los modelos de planificación a los actores que son responsables de realizarla (CNE y Coordinador). También se sugiere considera que en estricto rigor no se requiere un cambio de reglamento (Decreto 37) para desarrollar mejoras en los procesos. - Este perfeccionamiento debe incluir una evaluación integral de los impactos en el sistema, por ejemplo, en los requerimientos y costos de SSCC y en general operaciones forzadas fuera de orden económico. 	Se modifican los responsables de la presente medida para incorporar a la Comisión Nacional de Energía y al Coordinador Eléctrico Nacional, sin perjuicio de los cambios reglamentarios que serán de responsabilidad de este Ministerio. Respecto de nuevas restricciones se buscará que el reglamento otorgue flexibilidad a la CNE para que esta pueda evaluar avanzar en este sentido considerando el compromiso entre plazos y calidad.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Para el perfeccionamiento de los modelos utilizados en la planificación de la transmisión se sugiere incluir los siguientes aspectos: 1.Evaluación de las obras con enfoque multivalor: El proceso de planificación de la expansión de la transmisión analiza principalmente el potencial de una obra según los ahorros sistémicos esperados en los costos de operación. Pero el desarrollo de una obra de transmisión no solo permite disminuir los costos operacionales, si no que también puede permitir la reducción de otro tipo de costos, por ejemplo: prestación de servicios complementarios, costos de congestión, costos de encendido y apagado, costos asociados a despachos fuera de orden de mérito, ahorro en costo de capital de nuevos proyectos, etc. Por esta razón, se recomienda ampliar los criterios de evaluación considerando un enfoque multivalor. 2.Incorporación de nuevas tecnologías en la evaluación sistémica: Los planes de expansión de la transmisión de los últimos años han considerado la incorporación de tecnologías flexibles, en particular sistemas de almacenamiento como activo de transmisión. El tiempo de desarrollo de nuevas tecnologías como los sistemas de almacenamiento y equipos FACTS suelen ser menores que el de las líneas de transmisión, por esta razón se recomienda considerar en el proceso un análisis sistémico de estas nuevas tecnologías.	El presente plan contempla, a partir de medidas tales como incrementar la granularidad de las simulaciones, evaluar otro componentes asociados a los costos de operación del sistema a través del uso de nuevas restricciones en los modelos. Además, como se indica en otras medidas, se fortalecerá la incorporación de resiliencia y de variables ambientales y territoriales relevantes y atinentes a los proyectos de transmisión. Respecto de los equipos FACTS y sistemas de almacenamiento como activos de transmisión, la metodología actualmente dispuesta en el reglamento permite su incorporación y evaluación.
Sector Privado	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	Debiese agregarse la evaluación multi-atributo, puesto que las líneas no se justificarán meramente con el ahorro de costos de operación.	El presente plan contempla, a partir de medidas tales como incrementar la granularidad de las simulaciones, evaluar otro componentes asociados a los costos de operación del sistema a través del uso de nuevas restricciones en los modelos. Además, como se indica en otras medidas, se fortalecerá la incorporación de resiliencia y de variables ambientales y territoriales relevantes y atinentes a los proyectos de transmisión.
Sector Privado	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	- Las entidades responsables de realizar el ejercicio de planificación de la transmisión son la CNE y el Coordinador. En esta medida se indica que el responsable de la ejecución es el Ministerio de Energía. Se sugiere dejar la responsabilidad de mejorar los modelos de planificación a los actores que son responsables de realizarla (CNE y Coordinador). También se sugiere considera que en estricto rigor no se requiere un cambio de reglamento (Decreto 37) para desarrollar mejoras en los procesos. - Este perfeccionamiento debe incluir una evaluación integral de los impactos en el sistema, por ejemplo, en los requerimientos y costos de SSCC y en general operaciones forzadas fuera de orden económico.	Se modifican los responsables de la presente medida para incorporar a la Comisión Nacional de Energía y al Coordinador Eléctrico Nacional, sin perjuicio de los cambios reglamentarios que serán de responsabilidad de este Ministerio. Respecto de nuevas restricciones se buscará que el reglamento otorgue flexibilidad a la CNE para que esta pueda evaluar avanzar en este sentido considerando el compromiso entre plazos y calidad.
Sector Privado	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	1.- Es importante definir si la electrificación de los consumos (producción de hidrógeno, puntos de cargas de vehículos eléctricos, etc) se asume como un supuesto o si se entregarán señales de localización como resultado de la optimización del sistema. Considerar si es necesario hacer medidas asociadas a mejoras en la distribución, de manera que esto pueda ser realizado correctamente 2.-Dentro de las 3 medidas propuestas hace falta considerar dentro de la evaluación el impacto del proceso de conexión de estos proyectos, ya que el hecho de desconectar tramos tiene impactos negativos para la seguridad del sistema y en algunos casos, aumenta temporalmente los costos de operación del sistema (y los costos marginales). El no considerar esto en el proceso de evaluación puede significar que "salga peor el remedio que la enfermedad".	Los supuestos de demanda del proceso de planificación de la transmisión serán aquellos determinados por la Planificación Energética de Largo Plazo, de conformidad con lo establecido en la LGSE. Respecto de la consideración de los costos asociados a desconexiones, será responsabilidad de la CNE definir los elementos que deban ser analizados en el contexto de la evaluación económica de los proyectos de transmisión, de conformidad con la normativa vigente.
Academia y Centros de Investigación	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	Incorporar recursos energéticos distribuidos y optimizar los proyectos en conjunto permitirá una integración más efectiva de energías renovables, reduciendo costos y descongestionando las redes. Esta medida es fundamental para avanzar hacia una red más confiable y descarbonizada.	Muchas gracias por su participación. En efecto, esto es parte de la medida 17.
Academia y Centros de Investigación	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	Es bueno perfeccionar la planificación para que sea algo importante y los nuevos desafíos que se tendrían serían buenos.	Muchas gracias por su participación. En efecto, esto es parte de la medida 17.
Academia y Centros de Investigación	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	Mejorar los modelos puede ser un proceso largo y costoso, especialmente si requiere inversiones en investigación y desarrollo de nuevas herramientas tecnológicas.	Muchas gracias por su participación. En efecto, esto es parte de la medida 17.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Pág. 45: Se reitera la interrogante sobre si la electrificación de los consumos es la medida más eficiente -comparativamente- respecto a otras formas de energización de los clientes finales. Además, se debe aclarar quien financiará el recambio de los equipos de los consumidores finales para lograr la mencionada electrificación. Además, evidenciamos la falta de análisis respecto al rol de la leña en Chile, donde se identifica una oportunidad importante de descarbonización y de reducción del material particulado causante de problemas de salud en la población, mediante el uso del gas natural.	Agradecemos la observación. No obstante, el alcance del Plan en acciones focalizadas en el mercado mayorista, por lo que la propuesta mencionada no se encuentra dentro de dicho alcance.
Sector Privado	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	La medida menciona la necesidad de contar con una base de datos única que permita al Ministerio de Energía (ME), la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) manejar la misma información. Si bien esta iniciativa es necesaria, también resulta fundamental extender este enfoque al uso de modelos de proyección de la operación. Se recomienda que la medida incorpore explícitamente la necesidad de perfeccionar y estandarizar los modelos operacionales utilizados por todas las instituciones, asegurando que operen bajo un mismo estándar. Esto contribuiría a mejorar la coherencia y la calidad en los análisis y decisiones relacionadas con la operación del sistema eléctrico.	Si bien se reconoce la utilidad de la medida planteada, el tipo de software que utilice cada institución dependerá de sus necesidades y de los objetivos de sus procesos.
Sector Privado	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	- Se debe realizar un análisis respecto a proyectos que en conjunto son rentables pero por separado no lo son, evitando que un proyecto en realidad subsidie a otro: A rentable, B no rentable, A + B rentable.	Respecto de la manera en la cual se materializará el análisis simultáneo de portafolios de proyectos, será la Comisión la que determine la metodología que permita optimizar de mejor manera las alternativas de expansión.
Sector Privado	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	Del estudio elaborado por ISCI y SPEC se desprende la idea de evaluar multiples atributos y beneficios que puede prestar un portafolio de proyectos de transmision, se debe tener siempre presente que dentro del conjunto del portafolio, uno de los proyectos no subsidie a otro, es decir, A rentable, B no rentable, A + B rentable.	Respecto de la manera en la cual se materializará el análisis simultáneo de portafolios de proyectos, será la Comisión la que determine la metodología que permita optimizar de mejor manera las alternativas de expansión.
	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	Se solicita aclarar por qué el diagnóstico del Ministerio apunta a realizar ajustes en el Reglamento, en vez de otorgar flexibilidad respecto de estos puntos a definiciones del Informe Técnico de Planificación de la Transmisión, de modo tal de que inclusive estas se puedan discrepar ante el Panel de Expertos.	Los ajustes al reglamento se incorporarán considerando brindar flexibilidad a la CNE para determinar la forma de incorporarlos. Esto, en definitiva, será parte de la discusión técnica del proceso, que culmina ante el Panel de Expertos.
Otro	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	La granularidad horaria es relevante, así como la incorporación de criterios de seguridad (inercia) y resiliencia (SSCC) a la modelación. Para eso les dejo mi tesis de magister en la que desarrollé un modelo simplificado pero que considera territorialidad y variables de seguridad, precisamente para evaluar una expansión óptima de la generación y la transmisión en Chile al 2050. Se encuentra en https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/194497 , y es totalmente Open Source, ya que el código se encuentra en una carpeta, y al estar desarrollado en Julia puede mejorarse y modificarse a gusto, precisamente para incorporar más zonas y la evaluación de diversos proyectos de transmisión.	Como ya se ha comunicado en el presente plan, es relevante avanzar en la granularidad de las simulaciones. En este sentido, se agradecen los aportes en esta materia.
Sector Privado	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	1. Se solicita aclarar el concepto de “resiliencia”, ya que no se encuentra definido en la normativa vigente del sector eléctrico y se requiere un concepto formal a fin de dar viabilidad a las medidas para “integrar” este concepto.	Se agrega la definición de resiliencia considerada en el Plan de Descarbonización. Cabe destacar que el Ministerio de Energía cuenta con compromisos de tener definiciones específicas en la Ley General de Servicios Eléctricos (Ver acción 2 de la Submedida A1 del Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación de Energía).

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	La incorporación del concepto de resiliencia en la planificación de la transmisión es muy positiva, ya que nuestro país ya se ha visto impactado por los desastres climáticos asociados al cambio climático. Es emblemático el caso de la ciudad de Chañaral, donde se han presentado eventos climáticos extremos, como los aluviones de los años 2015, 2017, y 2020, donde la infraestructura de transmisión se vio gravemente impactada, llegando a colapsar estructuras, lo que finalmente terminó afectando a los 13.000 habitantes de la ciudad de Chañaral que estuvieron una semana sin suministro eléctrico. En este caso, por ejemplo, Transelec ha presentado diferentes propuestas a la CNE, llegando incluso al Panel de Experos, pero, debido a que no se cuenta con una metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión, no se ha logrado definir un proyecto que dé solución a esta problemática, y las propuestas de Transelec han sido rechazadas reiteradamente. Ahora bien, con el fin de contribuir a la medida, proponemos revisar los actuales esfuerzos del Coordinador Eléctrico Nacional en la materia, o la presentación “2024_PPT_Propuesta_metodología_resiliencia” -elaborada por Transelec- que corresponde a un resumen de una propuesta de metodología de resiliencia cuyo objetivo es incorporar criterios de resiliencia en la planificación de la transmisión. Cabe mencionar que esta medida tampoco considera los avances en la discusión de la NTSyCS.	Se agradece la observación. Se ha incorporado mención específica a la metodología en la “Medida 11 Incorporar la resiliencia a través de metodologías específicas en los procesos de planificación” de la versión definitiva del Plan.
Sector Privado	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	Se solicita aclarar cuales son los eventos adversos que, aunque tengan una baja probabilidad de ocurrencia, pueden ser de muy alto impacto en la red, respecto de los cuales además las centrales carboneras tengan una incidencia relevante.	Se incorpora en el relato de la Medida 11 información sobre los riesgos identificados en otros instrumentos del Ministerio de Energía.
Sector Privado	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	1. No se cuenta con una definición clara y ampliamente comprendida del concepto de “resiliencia”. ¿Bajo qué escenarios un elemento es resiliente ? ¿Cuál es el límite para que un elemento no sea considerado resiliente ? Por esto, primero se debe definir bien este concepto, ver cómo afectaría en cada segmento.	Se agrega la definición de resiliencia considerada en el Plan de Descarbonización. Cabe destacar que el Ministerio de Energía cuenta con compromisos de tener definiciones específicas en la Ley General de Servicios Eléctricos (Ver acción 2 de la Submedida A1 del Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación de Energía).
Sector Privado	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	“- Cuando se enfrenta el desafío de la resiliencia, este debe hacerse en forma sistémica. Por lo tanto, no debe considerarse que sólo la infraestructura de transmisión debe apuntar a resolver problemas de resiliencia. La resiliencia sistémica se puede abordar con criterios operacionales, de infraestructura, de gestión del consumo, entre otros. Concentrar la resiliencia como un tema sólo abordable por infraestructura de transmisión lleva a resultados ineficientes e inseguros. Por lo tanto, se solicita reescribir esta sección desde una perspectiva de resiliencia sistémica. - Se solicita aclarar cuales son los eventos adversos que, aunque tengan una baja probabilidad de ocurrencia, pueden ser de muy alto impacto en la red, respecto de los cuales las centrales carboneras tengan una incidencia relevante.”	Se agradece la observación. Coincidimos con ella y destacamos que el Ministerio de Energía ha trabajado el tema de resiliencia de forma transversal, tal como se señala. Más información se encuentra disponible en el Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía (particularmente en la sección de adaptación) así como en el actual proceso de elaboración del Plan Sectorial de Gestión del Riesgo de Desastres de Energía, ambos mandatados por la Ley 21.455 y Ley 21.364, respectivamente.
Sector Privado	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	Se propone ampliar la metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión no sólo para el segmento Nacional sino que se utilice también en la expansión de los sistemas Zonales, explícitamente para reforzar las zonas geográficas que puede ser susceptibles a eventos de cambios climáticos o que necesiten un refuerzo para no degradar la confiabilidad del suministro de la demanda.	Agradecemos su revisión y comentario. Cabe destacar que el nuevo Eje 2 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización se enfoca en los procesos de planificación energética y de transmisión definidos por la Ley General de Servicios Eléctricos, así como la conexión entre ellos. Sin perjuicio de ello, coincidimos en el valor de poder avanzar en otras áreas y las actividades de las medidas apuntan en poder fortalecer todo este ecosistema. Invitamos a revisar la nueva versión para más información.
Sector Privado	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	Agregar que resiliencia es un objeto en si, por lo que no se debe hacer competir con la eficiencia operacional, sino siempre resultará poco atractivo invertir en resiliencia.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Concorramos con el desafío planteado y el Ministerio de Energía busca abordarlo a través de este y otros instrumentos.
	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	Faltaría clarificar si y cómo estos parámetros de resiliencia van a ser reconocidos en la tarificación de la transmisión. Si no son remunerados, existe poco incentivo a la aumentar la resiliencia de la red. Por otro lado, podría implicar un aumento de las tarifas eléctricas, con los consiguientes problemas de política pública asociados.	Se agradece su observación. Lo señalado excede el alcance del Plan de Descarbonización y será debidamente evaluado en el proceso de implementación.
Sector Privado	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	- Cuando se enfrenta el desafío de la resiliencia, este debe hacerse en forma sistémica. Por lo tanto, no debe considerarse que sólo la infraestructura de transmisión debe apuntar a resolver problemas de resiliencia. La resiliencia sistémica se puede abordar con criterios operacionales, de infraestructura, de gestión del consumo, entre otros. Concentrar la resiliencia como un tema sólo abordable por infraestructura de transmisión lleva a resultados ineficientes e inseguros. Por lo tanto, se solicita reescribir esta sección desde una perspectiva de resiliencia sistémica. - Se solicita aclarar cuales son los eventos adversos que, aunque tengan una baja probabilidad de ocurrencia, pueden ser de muy alto impacto en la red, respecto de los cuales las centrales carboneras tengan una incidencia relevante.	Se agradece la observación. Coincidimos con ella y destacamos que el Ministerio de Energía ha trabajado el tema de resiliencia de forma transversal, tal como se señala. Más información se encuentra disponible en el Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía (particularmente en la sección de adaptación) así como en el actual proceso de elaboración del Plan Sectorial de Gestión del Riesgo de Desastres de Energía, ambos mandatados por la Ley 21.455 y Ley 21.364, respectivamente.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	Con el cambio climático y la transición energética, es necesario que la infraestructura sea capaz de resistir eventos adversos. Aunque implica costos, los beneficios a largo plazo en estabilidad y sostenibilidad lo justifican, y una metodología clara facilitará una planificación eficiente y una transición exitosa.	Se agradece la observación. Este desafío es abordado extensamente en el Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía, el cual invitamos a revisar.
Academia y Centros de Investigación	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	Es una medida que su objetivo es claro y que puede ser bueno.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	Asegura que el sistema eléctrico sea más fiable, incluso en circunstancias difíciles, lo cual es vital para la seguridad energética. Definir qué constituye "resiliencia" en este contexto puede ser complicado y generar interpretaciones ambiguas.	Se agrega la definición de resiliencia considerada en el Plan de Descarbonización. Cabe destacar que el Ministerio de Energía cuenta con compromisos de tener definiciones específicas en la Ley General de Servicios Eléctricos (Ver acción 2 de la Submedida A1 del Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación de Energía).
Sector Privado	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	Pág. 46. Coincidimos que es importante fortalecer y aumentar la resiliencia de la red y con ello, destacamos lo necesario que es necesario tener un sistema de prevención y detección de incendios, los cuales son cada vez más frecuentes y generan una emisión de carbono al ambiente muy por sobre lo que emiten las actuales fuentes de generación energéticas, en paralelo a la gran inversión en nuevas tecnologías.	Se agradece su comentario. El riesgo que señala es parte fundamental del trabajo realizado y por profundizar en materia de gestión del riesgo y resiliencia, donde destacamos que está considerado.
Sector Privado	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	La medida propone incorporar el concepto de resiliencia en la planificación de la transmisión, pero actualmente no existe una definición formal ni un entendimiento transversal del término. Tal como se observó en el Plan de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático del Sector Energía, este carece de una definición clara de resiliencia, así como de un análisis sobre su efecto en cada segmento del sector eléctrico y los costos asociados a su aplicación. Se sugiere que, antes de incorporar el concepto y una metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión, se incluya como primer paso en el plan la elaboración de una definición formal de "resiliencia" en el contexto del sector eléctrico, aplicable a todos los segmentos. Esto es fundamental, ya que la resiliencia está directamente relacionada con el nivel de confiabilidad del sistema. Posteriormente, se recomienda realizar un análisis detallado para determinar el impacto que tendría la implementación del concepto de resiliencia en cada segmento del sistema eléctrico, así como los costos asociados a su aplicación.	Se agrega la definición de resiliencia considerada en el Plan de Descarbonización. Cabe destacar que el Ministerio de Energía cuenta con compromisos de tener definiciones específicas en la Ley General de Servicios Eléctricos (Ver acción 2 de la Submedida A1 del Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación de Energía).
	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	Se solicita que el Ministerio aclare cómo se condice la modificación reglamentaria que propone en este punto, relacionado con incorporar resiliencia en la planificación de la transmisión, respecto de las disposiciones actuales del artículo 87° de la LGSE que establece que la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando la minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas. Asimismo, se solicita aclarar cómo se compatibilizaría el criterio de resiliencia indicado en esta medida, respecto de eventuales necesidades que se puedan gatillar por servicios complementarios. En dicho caso, ¿qué instrumento tendría prioridad? Esto es de vital importancia, ya que en un caso es el regulador el que define las necesidades, mientras que en otro el Coordinador.	La versión definitiva del Plan de Descarbonización en su EJE 2: PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA PARA EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO aborda este desafío. En particular, la Medida 11 plantea el desarrollo de las metodologías para los procesos de planificación, las que serán determinadas durante el proceso de implementación del plan y exceden el alcance del documento como tal. Sin perjuicio de lo anterior, cualquier metodología propuesta y utilizada en el futuro en dichos procesos deberá cumplir con todas las disposiciones legales y reglamentarias, por lo que es parte del diseño mismo. Su comentario será considerado en las próximas etapas.
Academia y Centros de Investigación	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	Sería una medida mas segura en caso de eventos adversos	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Otro	Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión	Referirse a observaciones sobre Medida 17.	Gracias por su comentario.
Sector Privado	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	Se sugiere incluir en la modificación reglamentaria propuesta, el criterio usado por el CEN para acceso abierto de BESS en líneas dedicadas, lo cual ya está siendo aplicado en las solicitudes de uso de capacidad técnica disponible (SUCTD).	Los criterios a establecer serán materia de los procesos de modificación reglamentaria, sobre la base de los principios establecidos en el Plan de Descarbonización. Debido a lo anterior, las observaciones específicas deben ser canalizadas a través de la consulta pública al reglamento correspondiente.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	1. Guacolda comparte el diagnóstico presentado por el Ministerio de Energía. En tal sentido, se hace presente que el regulador debe tener en cuenta la necesidad de establecer criterios claros que permitan diferenciación entre estrategias meramente especulativas y proyectos en etapas tempranas de desarrollo, pero con efectiva vocación de ser realizados; todo esto con el fin de garantizar un acceso equitativo y eficiente a las posiciones de conexión en instalaciones de transmisión. Tal como señala el Ministerio, el criterio first-to-come-first-to-serve no es eficiente, y no considera variables objetivas del desarrollo futuro de los proyectos para definir priorización de posiciones que compiten por la posición de conexión, considerando especialmente que los cronogramas inicialmente informados pueden verse afectados por problemas de “permisología” (tramitación de permisos y autorizaciones administrativas) ajenos a las empresas. Respecto a la medida, se solicita al Ministerio de Energía aclarar si, además de los énfasis en causales de revocación de autorizaciones de conexión, se considerará el desarrollo de otros criterios de asignación. El texto del PdD solamente enuncia elementos relacionados a un registro o base de datos única de información de proyectos, pero no se aclara la incidencia de los parámetros indicados (solicitudes de declaración en construcción, cumplimiento de cronograma, entre otros) en los procesos de conexión.	Se ajusta redacción para aclarar que se analizarán diversos criterios adicionales de asignación de posiciones, los cuales deben ser adecuadamente analizados durante el trabajo reglamentario de manera de no introducir discriminaciones arbitrarias. Asimismo, se revisarán y adecuarán las causales de revocación en atención con los objetivos planteados en la medida.
Sector Privado	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	Es positivo que el énfasis en las causales de revocación de las autorizaciones de conexión busque fomentar un desarrollo diligente de los proyectos. Sin embargo, es fundamental que estas causales se diseñen en concordancia con los plazos necesarios para la obtención de permisos críticos, como la aprobación ambiental, los permisos sectoriales, entre otros. Esto permitirá evitar la revocación prematura de autorizaciones en proyectos que están avanzando conforme a los plazos realistas del marco regulatorio chileno.	Las causales de revocación deben ser adecuadamente analizadas durante el trabajo reglamentario de manera de introducir eficiencias en el proceso sin comprometer la incertidumbre de los interesados. De todas maneras, las observaciones específicas al proceso deben ser canalizadas a través de la consulta pública al reglamento correspondiente.
Sector Privado	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	1. Indicar si está incorporado y, en el caso de no estarlo, se solicita su incorporación con medidas que prioricen el despacho de centrales cuya posición fue tomada con responsabilidad y considerando holguras en la red. Es decir, que se priorice el despacho de aquellas centrales que se instalaron primero, de forma tal que entregue señales de localización para que otras centrales de tecnologías similares y con costos de oportunidad equivalentes no se instalen, provocando congestión en la red. De esta manera, se evitan prácticas anticompetitivas sin relación costo-eficiente.	Se hace presente que el alcance de esta medida es respecto del uso de posiciones en instalaciones de transmisión de acceso abierto, y no revisar los criterios de operación del Sistema Eléctrico Nacional, por lo tanto no es objeto de la presente medida lo solicitado en la observación. Adicionalmente, se hace presente que la coordinación de la operación debe seguir los principios establecidos en el artículo 72°-1 de la LGSE.
Sector Privado	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	El proceso de Acceso Abierto actualmente enfrenta una gran especulación por parte de los agentes de mercado lo cual puede entorpecer el desarrollo de proyectos. En este sentido existen diversas modificaciones que permitirían perfeccionar el proceso y reducir o evitar la especulación, entre esta medidas se encuentran: 1.Ingreso de solicitudes: Implementación de un sistema de ingreso de solicitudes sin discriminar si la empresa corresponde a una empresa Coordinada o una No Coordinada y que muestre de manera pública los segundos y/o hasta los submúltiplos de segundos del ingreso de la solicitud por orden para asignar las posiciones disponibles en base al orden de prelación. 2.Aspectos generales de solicitudes: Para los antecedentes requeridos para el ingreso de solicitudes, incorporar los documentos que acrediten seriedad del proyecto: - Titularidad del terreno en donde se emplazará el proyecto, tales como contratos de arrendamiento o la CUO en el caso de terrenos fiscales. - Documentos que acrediten estado de avance de la tramitación ambiental. - Evaluación de la capacidad técnica del proyecto para asegurar que cumple con los requisitos necesarios para la conexión. - Documentos que acrediten viabilidad financiera del proyecto para garantizar que tiene los recursos necesarios para su implementación y operación. - Beneficios que el proyecto aportará al sistema de transmisión y a la comunidad. - Estudios de viabilidad, análisis de impacto y cualquier otra documentación relevante. Información pública que muestre la disposición física en el punto de conexión solicitada por los proyectos. Aumento en los valores de las garantías y dejar condiciones más exigentes para los casos de devolución o cobros menores de las garantías. 3.Solicitudes SAC: Agregar dentro de los requisitos de aprobación de la solicitud que en base a los respectivos estudios preoperativos se determine que la incorporación del proyecto es beneficioso para el sistema y exista capacidad en las instalaciones de transmisión. 4.Solicitudes SUCTD: No permitir el ingreso de solicitudes que propongan punto de conexión en instalaciones de terceros que no han sido declaradas en construcción. 5.Solicitudes Fehacientes: Indicar que las solicitudes que sean derivadas al proceso SUCTD mantengan el orden de prelación otorgado a la fecha de ingreso del proyecto fehaciente siempre y cuando se acredite que el proyecto sea viable técnicamente. Un aspecto esencial a incluir en la modificación de la regulación es endurecer los instrumentos para penalizar la especulación por parte de desarrolladores que acaparan puntos de conexión, evitando su disponibilidad para desarrolladores que buscan concretar proyectos reales que aportan a la disminución de emisiones. El cobro de las boletas de garantía debe ser expedito y un instrumento efectivo para evitar la especulación de disponibilidad de puntos de conexión a los sistemas de transmisión.	Se ajusta redacción de la medida para otorgarle mayor precisión. De todas maneras, se hace presente que las observaciones específicas al proceso deben ser canalizadas a través de la consulta pública del reglamento correspondiente.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	La medida de perfeccionar el acceso abierto a los sistemas de transmisión es clave para reducir congestiones y mejorar el desarrollo de proyectos renovables.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	Perfeccionar el proceso de acceso abierto a sistemas de transmisión sería genial para que no se tenga ninguna error.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	El proceso de asignación y revocación podría volverse más burocrático, lo que podría retrasar la expansión de proyectos clave.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	Muy bien.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	<p>Importancia de la medida</p> <p>La Medida 19 resulta crucial para garantizar la eficiencia y el éxito de la transición energética de Chile, ya que aborda un desafío fundamental: la capacidad limitada de la infraestructura de transmisión en algunas zonas del país, especialmente en el norte, donde los proyectos renovables están aumentando considerablemente. Esta congestión no solo afecta la operación de los proyectos ya conectados, sino que también limita la conexión de nuevos proyectos renovables, ralentizando el avance hacia una matriz energética más limpia y diversificada.</p> <p>En este contexto, la mejora del proceso de acceso abierto es esencial para asegurar que los proyectos renovables puedan acceder de manera eficiente a la red de transmisión. Esto no solo aliviará la congestión existente, sino que permitirá una mayor integración de las energías renovables en la matriz energética nacional, contribuyendo así al cumplimiento de los objetivos climáticos y de sostenibilidad del país. Además, el perfeccionamiento de este proceso contribuirá a una mayor transparencia en la información y reducirá la especulación, promoviendo el desarrollo de proyectos renovables de manera más ordenada y eficiente.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>La mejora en la gestión de acceso a la transmisión y la información relacionada con los proyectos debe incluir una actualización de las prácticas de planificación y ejecución, tomando en cuenta lecciones de reformas implementadas en otras regiones con desafíos similares. Por ejemplo, el concepto de realizar estudios de conexión agrupados para varios proyectos, como se ha implementado en otros contextos, podría ser útil en Chile para optimizar los recursos y acelerar los tiempos de espera. Esto permitiría que múltiples proyectos se beneficien de un estudio conjunto, optimizando tanto la evaluación técnica como la asignación de costos.</p> <p>Además, el establecimiento de criterios más claros y objetivos para la asignación de posiciones de acceso a la red, más allá del simple orden de llegada, podría ser una solución efectiva para reducir los conflictos y aumentar la eficiencia en la utilización de las capacidades de transmisión. En este sentido, sería recomendable considerar la implementación de plazos y penalidades para aquellos proyectos que no avanzan en el cronograma de construcción, incentivando un desarrollo más diligente y comprometido con los tiempos de ejecución establecidos.</p> <p>Es también fundamental que se avance hacia una base de datos única, centralizada y accesible para todos los actores involucrados, lo que permitiría una mayor coordinación entre las autoridades, los desarrolladores de proyectos y los operadores del sistema eléctrico. Esta plataforma debe contener información actualizada y coherente sobre el estado de los proyectos, cronogramas de ejecución y otros aspectos relevantes, facilitando la toma de decisiones informadas y la resolución de posibles problemas en tiempo real.</p> <p>Por último, el fortalecimiento de las causales de revocación de autorizaciones de conexión es una medida adecuada para garantizar que los proyectos que no cumplan con los plazos y condiciones establecidas no bloqueen el acceso de nuevos desarrollos, asegurando una expansión ordenada y eficiente de la red de transmisión.</p>	Se ajusta redacción de la medida para otorgarle mayor precisión según las observaciones recibidas. Sin perjuicio de esto, se hace presente que las observaciones específicas al proceso deben ser canalizadas a través de la consulta pública del reglamento correspondiente.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	Si bien consideramos que sería positivo perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto, se debe recordar que el esquema de conexión que se utiliza en el SEN es conocido internacionalmente como "connect and manage", en el cual son los mismos generadores quienes gestionan los riesgos de congestión de la transmisión. Si lo que se busca es aprovechar al máximo los recursos disponibles y dar más herramientas a los actores para gestionar los riesgos de congestión, existen otras iniciativas que podrían tener un mayor impacto en estos objetivos. Entre ellas se incluye mejorar la planificación de la transmisión, avanzar en la implementación de Grid-Enhancing Technologies, mejorar los modelos de despacho económico e introducir herramientas como Financial Transmission Rights. Modificar los criterios de acceso abierto para reducir los vertimientos renovables no sólo podría aumentar los costos del sistema, sino también reducir la competencia.	Se señala que el objetivo de adecuar los criterios de asignación y revocación de posiciones contemplan el disminuir el riesgo de especulación en las solicitudes de conexión y ordenar la aprobación de conexiones de proyectos bajo un criterio de beneficio sistémico, por lo tanto no es objeto de la presente medida la reducción de vertimientos a través de criterios de asignación de posiciones. Respecto del objetivo planteado, este es abordado en otras medidas de este Plan de Descarbonización.
Sector Privado	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	En un sistema donde la generación y el desarrollo de nuevos proyectos está dado por el "libre mercado", es muy difícil definir que existe "especulación" sólo por el hecho que hay demanda de los puntos de acceso abierto. Solo en las situaciones que hay nuevos decretos de obras nuevas o ampliación de transmisión, se da el caso de la prelación por orden de segundos. Se sugiere una medida de "ventana de postulación" y sorteo no discriminatorio	Se ajusta redacción para aclarar que se analizarán diversos criterios adicionales de asignación de posiciones, los cuales deben ser adecuadamente analizados durante el trabajo reglamentario de manera de no introducir discriminaciones arbitrarias.
Sector Privado	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	El hecho de que la asignación de posiciones de conexión dependa principalmente del orden de ingreso en la plataforma para Solicitud de Autorización de Conexión (pudiendo depender del ingreso a la plataforma en orden de segundos) es un importante factor de riesgo e incertidumbre para los proyectos que se requieran conectar al sistema de transmisión. En vista de lo anterior, y a fin de disminuir la incertidumbre para los desarrolladores de proyectos, sería beneficioso evaluar e implementar alternativas que permitan obtener una definición temprana del orden de prelación para la conexión a obras nuevas o de ampliación que hayan sido promovidas e incluidas en el Plan de Expansión de la Transmisión, cuando éstas surjan ante la necesidad de la conexión del proyecto promotor.	Se ajusta redacción para aclarar que se analizarán diversos criterios adicionales de asignación de posiciones, los cuales deben ser adecuadamente analizados durante el trabajo reglamentario de manera de no introducir discriminaciones arbitrarias.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	Importancia de la medida La Medida 19 resulta crucial para garantizar la eficiencia y el éxito de la transición energética de Chile, ya que aborda un desafío fundamental: la capacidad limitada de la infraestructura de transmisión en algunas zonas del país, especialmente en el norte, donde los proyectos renovables están aumentando considerablemente. Esta congestión no solo afecta la operación de los proyectos ya conectados, sino que también limita la conexión de nuevos proyectos renovables, ralentizando el avance hacia una matriz energética más limpia y diversificada. En este contexto, la mejora del proceso de acceso abierto es esencial para asegurar que los proyectos renovables puedan acceder de manera eficiente a la red de transmisión. Esto no solo aliviará la congestión existente, sino que permitirá una mayor integración de las energías renovables en la matriz energética nacional, contribuyendo así al cumplimiento de los objetivos climáticos y de sostenibilidad del país. Además, el perfeccionamiento de este proceso contribuirá a una mayor transparencia en la información y reducirá la especulación, promoviendo el desarrollo de proyectos renovables de manera más ordenada y eficiente. Nuestra Propuesta La mejora en la gestión de acceso a la transmisión y la información relacionada con los proyectos debe incluir una actualización de las prácticas de planificación y ejecución, tomando en cuenta lecciones de reformas implementadas en otras regiones con desafíos similares. Por ejemplo, el concepto de realizar estudios de conexión agrupados para varios proyectos, como se ha implementado en otros contextos, podría ser útil en Chile para optimizar los recursos y acelerar los tiempos de espera. Esto permitiría que múltiples proyectos se beneficien de un estudio conjunto, optimizando tanto la evaluación técnica como la asignación de costos. Además, el establecimiento de criterios más claros y objetivos para la asignación de posiciones de acceso a la red, más allá del simple orden de llegada, podría ser una solución efectiva para reducir los conflictos y aumentar la eficiencia en la utilización de las capacidades de transmisión. En este sentido, sería recomendable considerar la implementación de plazos y penalidades para aquellos proyectos que no avanzan en el cronograma de construcción, incentivando un desarrollo más diligente y comprometido con los tiempos de ejecución establecidos. Es también fundamental que se avance hacia una base de datos única, centralizada y accesible para todos los actores involucrados, lo que permitiría una mayor coordinación entre las autoridades, los desarrolladores de proyectos y los operadores del sistema eléctrico. Esta plataforma debe contener información actualizada y coherente sobre el estado de los proyectos, cronogramas de ejecución y otros aspectos relevantes, facilitando la toma de decisiones informadas y la resolución de posibles problemas en tiempo real. Por último, el fortalecimiento de las causales de revocación de autorizaciones de conexión es una medida adecuada para garantizar que los proyectos que no cumplan con los plazos y condiciones establecidas no bloqueen el acceso de nuevos desarrollos, asegurando una expansión ordenada y eficiente de la red de transmisión.	Se ajusta redacción de la medida para otorgarle mayor precisión según las observaciones recibidas. Sin perjuicio de esto, se hace presente que las observaciones específicas al proceso deben ser canalizadas a través de la consulta pública del reglamento correspondiente.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	En un sistema donde la generación y el desarrollo de nuevos proyectos está dado por el "libre mercado", es muy difícil definir que existe "especulación" sólo por el hecho que hay demanda de los puntos de acceso abierto. Solo en las situaciones que hay nuevos decretos de obras nuevas o ampliación de transmisión, se da el caso de la prelación por orden de segundos. Se sugiere una medida de "ventana de postulación" y sorteo no discriminatorio	Se ajusta redacción para aclarar que se analizarán diversos criterios adicionales de asignación de posiciones, los cuales deben ser adecuadamente analizados durante el trabajo reglamentario de manera de no introducir discriminaciones arbitrarias.
	Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión	Respecto del plazo de esta medida, ¿este nuevo informe se emanaría en 2025 para aplicar en la planificación de la transmisión de la misma fecha?	Se añade una calendarización de las propuestas regulatorias en el capítulo final del Plan de Descarbonización.
Sector Privado	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	Los proyectos representan un gran impacto no solo respecto a los costos que estos significan, sino que también implican la modificación y reestructuración ambiental y territorial de las zonas en donde se instalan. Esto último conlleva un costo asociado a la mitigación de dichos impactos, sin embargo, hacemos hincapié en que la determinación de valores de modelamiento y estandarización de mediciones debe apuntar a satisfacer el criterio de interoperabilidad señalado en el Decreto 12/2023 del Ministerio SEGPRES, que establece norma técnica de interoperabilidad. Adicionalmente, consideramos que los instrumentos ambientales en su conjunto deben ser evaluados de forma coordinada y supletoria en lo posible, con un orden de aplicación claro, ya que la consideración de variables ambientales dentro de la planificación y evaluación del desempeño de la industria eléctrica debe contribuir a otorgar certezas y no aumentar los tiempos de tramitación. Asimismo, se solicita que este proceso se realice antes o en paralelo al trabajo del Plan de Expansión, de manera que no retrase la publicación de este último informe. Siendo consecuentes con el aumento de trabajo que esta observación conlleva, se sugiere acompañarla con el reforzamiento del equipo de la CNE encargado de la determinación de los VI en obras de transmisión, además de considerar en el análisis a las obras ya existentes, para establecer planes de respuesta o recuperación frente a situaciones críticas.	El Informe, de acuerdo a la Ley y el reglamento, ya es elaborado y entregado a la CNE anualmente, por lo que se busca una mejor sincronización de este insumo con la planificación de la expansión y un uso más efectivo, en miras de mejorar el desempeño de las licitaciones de obras y la ejecución de las mismas.
Sector Privado	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	Se señala que "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". Al respecto, se solicita reformular la medida, considerando que el incorporar "condicionamientos" adicionales a las evaluaciones que actualmente contempla el proceso abre espacios de arbitrariedad sobre la definición de infraestructura, que actualmente es un proceso observable y contestable.	La medida se refiere a cuantificar el efecto en las obras de variables ambientales y territoriales que el proceso de planificación de la expansión de la transmisión ya deber considerar según lo establece la Ley.
Sector Privado	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	Se señala que "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". Al respecto, se solicita reformular la medida, considerando que el incorporar "condicionamientos" adicionales a las evaluaciones que actualmente contempla el proceso, se abren espacios de arbitrariedad sobre la definición de infraestructura, que actualmente es un proceso observable y contestable.	La medida se refiere a cuantificar el efecto en las obras de variables ambientales y territoriales que el proceso de planificación de la expansión de la transmisión ya deber considerar según lo establece la Ley.
Sociedad Civil y ONGs	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	Planes Estratégicos de Energía en las Regiones (PEER): Es fundamental impulsar desde ahí la transición justa desde la planificación estratégica. En particular, los PEER, definidos en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), son un instrumento de planificación estratégica con enfoque territorial a escala regional, que incorpora la dimensión de sustentabilidad y que busca servir de bisagra entre la política y planificación energética nacional y el impulso del desarrollo energético regional acorde a las aspiraciones locales. Se propone incorporar explícitamente la transición justa como pilar de los PEER, y no solo la "consideración del costo/beneficio económico del condicionamiento de las variables ambientales y territoriales".	La transición justa ya es parte del marco de referencia estratégico de los PEER y su definición y énfasis dependerá del contexto territorial de cada región.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	No solo debiese ser incluido el análisis ambiental territorial en las obras nuevas, sino que en las existentes para, por ejemplo, que el CEN establezca planes de respuesta por amenazas o de recuperación por contingencias extremas.	En la nueva medida 11 se incorpora la resiliencia a través de metodologías específicas en los procesos de planificación.
Sector Privado	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	Se señala que "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". Al respecto, se solicita reformular la medida, considerando que el incorporar "condicionamientos" adicionales a las evaluaciones que actualmente contempla el proceso, se abren espacios de arbitrariedad sobre la definición de infraestructura, que actualmente es un proceso observable y contestable.	La medida se refiere a cuantificar el efecto en las obras de variables ambientales y territoriales que el proceso de planificación de la expansión de la transmisión ya deber considerar según lo establece la Ley.
Sector Privado	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	1.- Respecto al Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (ICVAT), el contar con este instrumento parece razonable. Sin embargo, este informe debe ser, al menos, observable con obligación de respuesta por parte de la autoridad, si se quiere considerar en procesos regulados de planificación, ya que una mala definición de estas variables puede distorsionar el correcto desarrollo del sistema de transmisión de Chile.	La medida se refiere a cuantificar el efecto en las obras de variables ambientales y territoriales que el proceso de planificación de la expansión de la transmisión ya deber considerar según lo establece la Ley.
Academia y Centros de Investigación	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	Esta medida puede hacer la expansión más eficiente y coherente con las necesidades del país, promoviendo un desarrollo territorial responsable.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Fortalecer el informe ambiental y territorial mejora la toma de decisiones, asegurando que los proyectos de transmisión se ajusten a las necesidades y condiciones locales.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	Respecto al Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (ICVAT), el contar con este instrumento parece razonable. Sin embargo, se recomienda establecer una metodología que claramente definida que no haga más extenso un proceso que ya presenta tiempo de desarrollos muy por sobre los plazos legales y reglamentarios, y que la definición de estas variables no distorsione el correcto desarrollo del sistema de transmisión de Chile.	La medida se refiere a cuantificar el efecto en las obras de variables ambientales y territoriales que el proceso de planificación de la expansión de la transmisión ya deber considerar según lo establece la Ley. Por lo tanto este Informe ya se elabora anualmente y es considerado en dicho proceso, por lo tanto la medida apunta a perfeccionar su consideración.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Otro	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	En la observación a la Medida 17 hablé de mi tesis de magíster. En ella realicé una evaluación sobre el uso de suelo de forma posterior a la decisión de inversión en Generación. Quise incorporarla como variable a la función objetivo, pero el no tener una forma seria y racional de cuantificar el uso de suelo me lo impidió. Dado que acá se desea hacer algo similar, es necesario que se realice un estudio transversal que pueda valorizar, por ejemplo, las emisiones de gases de efecto invernadero y su impacto en la salud, la afectación del turismo por el desarrollo de nuevos proyectos, el desplazamiento de comunidades y/o la modificación de sus estilos de vida, entre otras circunstancias. Para esto es recomendable realizar un análisis socioeconómico de los proyectos, ya que el análisis meramente monetario de estas situaciones no es igual para todos los participantes ni para la sociedad en su conjunto.	Gracias por su observación. Se analizará en el contexto de la implementación de la medida.
Sector Privado	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	Si el uso de nuevas tecnologías para el uso eficiente de la transmisión se restringe a ser materializado exclusivamente mediante la planificación de la transmisión, esto puede implicar una implementación lenta, que redunde en menores beneficios a ser obtenidos a partir de este tipo de soluciones. Se sugiere considerar que los automatismos son una herramienta operacional. Al respecto, faltaría agregar a la regulación (DS125) lo siguiente: 1) Establecer un rol claro y proactivo del CEN en determinar requerimiento y oportunidades para automatismos (esto sin perjuicio de que los generadores puedan proponer automatismos) y 2) Establecer claramente las responsabilidades de los agentes involucrados.	Se ajusta redacción para aclarar que esta medida no tiene relación a priori con la planificación de la transmisión. Esto queda contemplado en la medida 16 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización.
Sector Privado	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	1. En el “Objetivo” en su primer párrafo se señala como medida el “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”. Se solicita aclarar a qué se refiere el concepto “incentivos económicos” y si estos se enfocarán en reconocer positivamente mejoras en la eficiencia u otros atributos objetivamente comprobables. Se hace presente que el Ministerio de Energía debe tener en cuenta qué medidas de incentivos que no respondan a requerimientos objetivos del sistema eléctrico, deben evitar generar distorsiones en el funcionamiento económico de la transmisión. Luego, medidas de fomento del desarrollo de cierto tipo de infraestructura requiere señales de mercado que sean adecuadas, sostenibles y que eviten introducir elementos que distorsionen el funcionamiento económico de la transmisión (ej. evitar subsidios).	Se desarrollará un estudio que permita diagnosticar de forma integral del esquema de remuneración existente y que, a su vez, permita evaluar diversas alternativas que incluyan incentivos en la remuneración orientados al uso eficientes de las instalaciones.
Sector Privado	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	Se indica: “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.” Además, debe existir claridad para el Coordinador de cuáles son los criterios de seguridad y redundancia que debe aplicar.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	1. Solicita indicar los artículos de la Ley General de Servicios Eléctrico que deberían ser modificados.	Los detalles de la implementación serán resultado de un estudio que impulsará el Ministerio, que permita diagnosticar de forma integral del esquema de remuneración existente.
Sector Privado	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	1. Si bien no se especifican los incentivos que se van a establecer, estos siempre debiesen resguardar ciertos principios, como por ejemplo, debiesen ser tecnológicamente neutros y no debiesen generar distorsiones en el mercado. 2. Además de los incentivos para eficientar la infraestructura eléctrica, se podría considerar la creación de incentivos para motivar al transmisor a reducir los tiempos de recuperación de servicio.	Se agradece las sugerencias. Los detalles de la implementación serán resultado de un estudio que impulsará el Ministerio.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Se indica que “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.” Además, debe existir claridad para el Coodinador de cuáles son los criterios de seguridad y redundancia que debe aplicar.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	La incorporación de automatismos con motivos económicos debe analizarse incluyendo una visión sistémica integral. Por esta razón, es pertinente que este análisis se incorpore en el proceso de expansión de la transmisión como medidas transitorias mientras las obras de expansión entren en servicio. Lo anterior, para acotar los impactos en la operación del sistema y los efectos económicos para agentes que no tienen participación en la decisión del proceso de expansión o en la ejecución o retraso de la obra de transmisión. Un aspecto esencial respecto al uno de automatismos en los sistemas de transmisión, para aumentar las transferencias, es que la responsabilidad de la identificación de la necesidad de contar con un automatismo en una zona específica recaiga en el Coordinador Eléctrico Nacional y que esta información sea un dato de entrada para la Comisión Nacional de Energía en planificación de la expansión de la transmisión.	Se desarrollará un estudio que permita diagnosticar de forma integral del esquema de remuneración existente y que, a su vez, permita evaluar diversas alternativas que incluyan incentivos en la remuneración orientados al uso eficientes de las instalaciones. Respecto de la alternativa relacionada a la planificación de la operación, se hace presente la necesidad de evaluar si los tiempos de este proceso son los adecuados, teniendo en cuenta la variabilidad de las condiciones operativas del sistema eléctrico en el tiempo.
Sector Privado	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	Debiesen mejorarse los incentivos a la remuneración de nuevas tecnologías como equipos en base a electronica de potencia, sistemas modernos de monitoreo y control, y de sistemas de almacenamieto. No es seguro que estos equipos respondan al modelo de negocio a perpetuidad como lo es la transmisión tradicional.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	Se indica que “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.” Además, debe existir claridad para el Coodinador de cuáles son los criterios de seguridad y redundancia que debe aplicar.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Las tecnologías actuales pueden mejorar la eficiencia y operación del sistema, pero es necesario ajustar el modelo de remuneración para incentivar su adopción.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Es bueno la incorporacion de nuevas tecnologias.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Los incentivos pueden motivar a las empresas a invertir en tecnologías más avanzadas y eficientes, reduciendo costos a largo plazo y mejorando la sostenibilidad del sistema eléctrico. Pero tambien hay que tener cuidado, os incentivos deben ser bien diseñados para evitar que las empresas prioricen la rentabilidad a corto plazo en lugar de soluciones a largo plazo más sostenibles.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	La medida identifica la necesidad de contar con automatismos que permitan aumentar las transferencias de energía en ciertas redes. Actualmente, existe la posibilidad de promover esta iniciativa, pero en la práctica se han observado desafíos en relación a la aprobación de estos sistemas por parte del Coordinador Eléctrico Nacional. Se sugiere establecer un proceso ad hoc para la evaluación y aprobación de estos esquemas que considere las inquietudes del CEN.	Se desarrollará un estudio que permita diagnosticar de forma integral del esquema de remuneración existente y que, a su vez, permita evaluar diversas alternativas de implementación.
Sector Privado	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	- No queda establecido cómo se remunerarán los automatismos, o cómo entrarán dentro de la tarificación. - Establecer instancias extraordinarias para la propuesta de nuevas obras de transmisión.	Los detalles de la implementación serán resultado de un estudio que impulsará el Ministerio. Por su parte, las observaciones específicas del proceso deben ser canalizadas mediante la consulta pública al reglamento correspondiente.
Sector Privado	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	Consideramos muy adecuado el incentivo para seguir avanzando en esta materia con el objeto de hacer un uso eficiente de la infraestructura de transmisión existente y optimizar los requerimientos futuros de inversión en nueva infraestructura. Junto con la implementación de sistemas de automatismos también debiese tenerse presente la incorporación de tecnologías GET (Grid Enhancing Technologies) como Dynamic Line Rating (DLR) y Power Flow Controllers (PFC) para gestión y operación de las redes.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	Tener presente que, si bien se entiende la finalidad de instalar automatismos para mejorar la información de transmisión, no queda claro como se va remunerar y como esto conversa con el cambio de tarificación presentado en la medida 11 del documento.	Se desarrollará un estudio que permita diagnosticar de forma integral del esquema de remuneración existente.
	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	Se solicita aclarar cuándo se modificaría el DS 125/2017, toda vez que el calendario inicial presentado por el Ministerio de Energía en las mesas de trabajo desarrolladas durante el 2024 presenta un atraso relevante. Esta medida, en conjunto con otras propuestas realizadas en dicha mesa, tales como aquellas relativas a la optimización de los pagos laterales, permitiría contar con un sistema más eficiente. Es importante que el Ministerio pudiera hacer un diagnóstico de aquellos puntos del DS 125/2017 que requieren la mayor celeridad de realizar ajustes, de modo tal de evaluar si es que estos cambios urgentes y necesarios se pueden ejecutar a la brevedad, y mantener una discusión un poco más extensa para los demás.	Se ajusta redacción para aclarar los instrumentos abordados mediante esta medida.
Sector Privado	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	La Medida 21 del Plan de Descarbonización identifica la necesidad de implementar automatismos que permitan aumentar las transferencias de energía en ciertas redes, optimizando así la infraestructura de transmisión existente. Sin embargo, en la práctica, se ha observado una resistencia significativa por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, lo que ha dificultado la implementación de estos desarrollos. Un ejemplo concreto es el caso de Enel Green Power, que lleva más de tres años promoviendo un automatismo en el corredor de 2x500 kV en la zona centro-norte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), sin lograr su puesta en operación. Esta situación evidencia la necesidad de procedimientos más ágiles y transparentes para la evaluación y aprobación de este tipo de esquemas. Se recomienda establecer un proceso ad hoc que contemple: 1- Criterios técnicos claros: Estándares para evaluar la viabilidad, beneficios y seguridad de los automatismos propuestos. 2-Plazos definidos: Cronogramas específicos para cada etapa del proceso de evaluación y aprobación. 3-Mayor transparencia: Publicación de criterios, decisiones y avances para mejorar la confianza y participación de los actores del mercado. 4-Monitoreo y mejora continua: Mecanismos para identificar y resolver cuellos de botella en la implementación de automatismos. Contar con procedimientos claros y eficientes permitirá superar las barreras actuales, optimizar la capacidad de la red eléctrica y avanzar hacia los objetivos de descarbonización del sistema eléctrico.	Se ajusta redacción para aclarar los instrumentos abordados mediante esta medida. Adicionalmente, se indica que se desarrollará un estudio que permita diagnosticar de forma integral del esquema de remuneración existente y que, a su vez, permita evaluar diversas alternativas de implementación.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	Esta medida obsoleta con la aprobación del PdL de Transición Energética.	Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019).
Sector Privado	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	<p>En esta medida se indica:</p> <p>“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 paraliquen o sean abandonadas, o bien viabilizar obras que actualmente se encuentren paralizadas.”</p> <p>Respecto de esta medida, no queda claro si se refiere a obras nuevas y obras de ampliación, o sólo a las obras de ampliación.</p> <p>En el caso de las obras nuevas, lo que se adjudica son los derechos de ejecutar una obra “desde cero”, en un proceso competitivo donde es claro el alcance de la obra, y las partes: por un lado, el Estado mediante un decreto que adjudica un derecho, y por otro lado un Adjudicatario que se compromete a entregar una obra.</p> <p>En la redacción de esta medida se habla de obras de transmisión en general, y de una presunta relación de causalidad entre un VI que pierde vigencia por “condiciones de mercado”, lo que provocaría que obras se paraliquen o sean abandonadas, o “viabilizar” obras que se encuentren paralizadas.</p> <p>Al respecto hacemos presente que el fenómeno de paralización o abandono de obras se ha dado en su gran mayoría (si no en todas las ocasiones) en obras de ampliación, y no en obras nuevas. Si la causa del fenómeno fuera “cambio en las condiciones de mercado”, entonces ello debería afectar tanto a obras nuevas como a obras de ampliación, y ello no sucede. La gran diferencia entre las obras de ampliación y las obras nuevas está en que en las primeras hay una estrecha relación entre tres partes distintas: Coordinador, Propietario, Constructor, donde el primero licita un contrato de construcción entre el segundo y el tercero, con todas las complejidades de responsabilidades y control de costos que ello significa, y que son mayores que en el caso de sólo licitar los derechos de explotación y ejecución.</p> <p>Por tanto: 1) En el caso de las obras de ampliación, estimamos que el problema del abandono se obras debería mejorar con la medida “Traspaso de licitación de Obras de Ampliación (OOAA) a propietarios de instalaciones”, y no permitiendo revisar el precio por presuntos “cambios en las condiciones de mercado”. 2) En el caso de las obras nuevas, con mayor razón no vemos justificación para permitir la revisión de precios.</p>	Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019). Respecto a recomendaciones específicas, se solicita canalizarlas mediante la consulta pública del reglamento correspondiente.
Sector Privado	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	1. Se sugiere incorporar la elaboración de un diagnóstico una vez implementada la Ley de Transición Energética para verificar que se está cumpliendo con el objetivo deseado.	Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019).
Sector Privado	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	Proyecto de ley de Transición Energética incorpora lo detallado en esta medida. El proyecto está a la espera de ser promulgado por el ejecutivo. La flexibilización al proceso adjudicatorio para obras de ampliación, es beneficioso y su aplicación podría dar respuesta a aquellas regiones que actualmente se encuentran con rezago en materia energética. Frente a esto, alentamos al ejecutivo a promulgar en el corto plazo esta Ley, para comenzar a dar respuesta a las regiones con mayor rezago y evitar continuar con la serie de licitaciones que se declaran desiertas por falta de atractivo de las ofertas realizadas por el Estado.	Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019).

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	En esta medida se indica: “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.” Respecto de esta medida, no queda claro si se refiere a obras nuevas y obras de ampliación, o sólo a las obras de ampliación. En el caso de las obras nuevas, lo que se adjudica son los derechos de ejecutar una obra “desde cero”, en un proceso competitivo donde es claro el alcance de la obra, y las partes: por un lado, el Estado mediante un decreto que adjudica un derecho, y por otro lado un Adjudicatario que se compromete a entregar una obra. En la redacción de esta medida se habla de obras de transmisión en general, y de una presunta relación de causalidad entre un VI que pierde vigencia por “condiciones de mercado”, lo que provocaría que obras se paralicen o sean abandonadas, o “viabilizar” obras que se encuentren paralizadas. Al respecto hacemos presente que el fenómeno de paralización o abandono de obras se ha dado en su gran mayoría (si no en todas las ocasiones) en obras de ampliación, y no en obras nuevas. Si la causa del fenómeno fuera “cambio en las condiciones de mercado”, entonces ello debería afectar tanto a obras nuevas como a obras de ampliación, y ello no sucede. La gran diferencia entre las obras de ampliación y las obras nuevas está en que en las primeras hay una estrecha relación entre tres partes distintas: Coordinador, Propietario, Constructor, donde el primero licita un contrato de construcción entre el segundo y el tercero, con todas las complejidades de responsabilidades y control de costos que ello significa, y que son mayores que en el caso de sólo licitar los derechos de explotación y ejecución. Por tanto: 1) En el caso de las obras de ampliación, estimamos que el problema del abandono se obras debería mejorar con la medida “Traspaso de licitación de Obras de Ampliación (OOAA) a propietarios de instalaciones”, y no permitiendo revisar el precio por presuntos “cambios en las condiciones de mercado”. 2) En el caso de las obras nuevas, con mayor razón no vemos justificación para permitir la revisión de precios.	Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019). Respecto a recomendaciones específicas, se solicita canalizarlas mediante la consulta pública del reglamento correspondiente.
Sector Privado	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	Debe existir un mecanismo que permita la existencia de coordinación entre los proyectos que están siendo evaluados en las diferentes instancias que la regulación permite: I) Plan de Expansión de la Transmisión, II) obras estratégica urgentes (Ley de Transición Energética), III) Art. °102 de la LGSE, IV) mecanismo de inversión privada propuesto.	Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019). Respecto a recomendaciones específicas, se solicita canalizarlas mediante la consulta pública del reglamento correspondiente.
	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	aquí, por ejemplo, no sería cable, alguna línea de financiamiento subsidiada con baja tasa de interés o períodos gracia o de pagos más largos, para efectivamente subsanar estas dificultades que hoy presenta el sistema?	Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019).
	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	En relación con las obras urgentes definidas en el artículo 102 de la LGSE, se recomienda abordar el riesgo de que no se reconozca adecuadamente el valor que se preserva mediante este mecanismo. Esto es fundamental para garantizar la sostenibilidad financiera y operativa de dichas obras. Adicionalmente, sería útil incorporar un criterio de evaluación que contemple el aporte a la descarbonización como elemento para justificar la urgencia y necesidad de una obra. Este enfoque debería aplicarse a todas las obras, no solo a las “mandatadas”, lo que reforzaría su alineación con los objetivos estratégicos de transición energética. Asimismo, se sugiere considerar no solo flexibilidad en el Valor de Inversión (V.I.), sino también en los plazos, particularmente cuando las demoras sean atribuibles a problemas de coordinación administrativa. Esto es especialmente relevante dado que las multas por atrasos diarios pueden alcanzar el 2% del V.I. referencial, lo que podría generar tensiones desproporcionadas para los desarrolladores frente a retrasos ajenos a su control. Estas medidas contribuirían a un marco regulatorio más equilibrado y adaptado a los desafíos prácticos del desarrollo de infraestructura energética en el contexto actual.	Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019). Respecto a recomendaciones específicas, se solicita canalizarlas mediante la consulta pública del reglamento correspondiente.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	<p>En esta medida se indica: “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.” Respecto de esta medida, no queda claro si se refiere a obras nuevas y obras de ampliación, o sólo a las obras de ampliación.</p> <p>En el caso de las obras nuevas, lo que se adjudica son los derechos de ejecutar una obra “desde cero”, en un proceso competitivo donde es claro el alcance de la obra, y las partes: por un lado, el Estado mediante un decreto que adjudica un derecho, y por otro lado un Adjudicatario que se compromete a entregar una obra. En la redacción de esta medida se habla de obras de transmisión en general, y de una presunta relación de causalidad entre un VI que pierde vigencia por “condiciones de mercado”, lo que provocaría que obras se paralicen o sean abandonadas, o “viabilizar” obras que se encuentren paralizadas.</p> <p>Al respecto hacemos presente que el fenómeno de paralización o abandono de obras se ha dado en su gran mayoría (si no en todas las ocasiones) en obras de ampliación, y no en obras nuevas. Si la causa del fenómeno fuera “cambio en las condiciones de mercado”, entonces ello debería afectar tanto a obras nuevas como a obras de ampliación, y ello no sucede.</p> <p>La gran diferencia entre las obras de ampliación y las obras nuevas está en que en las primeras hay una estrecha relación entre tres partes distintas: Coordinador, Propietario, Constructor, donde el primero licita un contrato de construcción entre el segundo y el tercero, con todas las complejidades de responsabilidades y control de costos que ello significa, y que son mayores que en el caso de sólo licitar los derechos de explotación y ejecución. Por tanto:</p> <p>1) En el caso de las obras de ampliación, estimamos que el problema del abandono de obras debería mejorarse con la medida “Traspaso de licitación de Obras de Ampliación (OOAA) a propietarios de instalaciones”, y no permitiendo revisar el precio por presuntos “cambios en las condiciones de mercado”.</p> <p>2) En el caso de las obras nuevas, con mayor razón no vemos justificación para permitir la revisión de precios.</p>	<p>Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019). Respecto a recomendaciones específicas, se solicita canalizarlas mediante la consulta pública del reglamento correspondiente.</p>
Sector Privado	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	<p>1.- Respecto de las obras urgentes mandatadas, hay que tener precaución de que este proceso de “asignación directa” de obras urgentes por parte de la CNE y del CEN no distorsione las señales económicas del mercado.</p> <p>2.- Respecto de la Revisión y Actualización del Valor de Inversión (VI), ¿cómo convive esto con el hecho que podrían haber ofertas no adjudicadas que hubiesen estado dispuestas a asumir los aumentos de costos en el proceso de desarrollo?. Este tipo de medidas no parece adecuada al existir un proceso de licitación competitivo, donde al poder revisar el precio ex post, los proponentes pierden la necesidad de ofertar económicamente en primera instancia.</p> <p>3.- Respecto de Traspaso de licitación de Obras de Ampliación (OOAA) a propietarios de instalaciones, ¿qué sucede si el CEN detecta irregularidades del proceso? ¿Pasaría a licitarla el CEN?</p>	<p>Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019). Respecto a recomendaciones específicas, se solicita canalizarlas mediante la consulta pública del reglamento correspondiente.</p>
Academia y Centros de Investigación	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	La modificación del mecanismo de obras urgentes permitirá una mayor participación pública y privada, agilizando proyectos cruciales. Además, el traspaso de la licitación de obras a los propietarios de las instalaciones incentivará una ejecución más eficiente y responsable.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	Sería importante y bueno el acelerar el desarrollo de proyecto para las transmisiones en el corto plazo.	Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019).
Academia y Centros de Investigación	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	Esta medida ayuda a asegurar que la transición energética no se vea retrasada por la falta de infraestructura. Acelerar los proyectos podría llevar a la toma de decisiones apresuradas, que podrían resultar en problemas a largo plazo en términos de calidad o sostenibilidad.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	Muy importante y urgente.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	Se sugiere incorporar la elaboración de un diagnóstico una vez implementada la Ley de Transición Energética para verificar que se está cumpliendo con el objetivo deseado.	Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019).
	Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo	Si bien esta medida se encuentra contenida en el proyecto de ley de transición energética, se sugiere revisar la necesidad de modernizar este punto considerando que la CNE cuatrienalmente pueda definir la necesidad de gatillar un mecanismo de revisión de obras urgentes, la que pueda someterse ante el panel de expertos. El que se activen mecanismos con periodicidades menores puede implicar que el proceso anual de planificación de la transmisión no sea consistente con la visión de corto plazo que busca reflejar esta medida, y que los plazos de este proceso se sigan postergando.	Estas medidas ya fueron incorporadas durante la tramitación legislativa del proyecto de ley de Transición Energética, la cual fue aprobada y publicada en la Ley 21.721 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, el Ministerio de Energía inició el proceso correspondiente las modificaciones reglamentarias de la Ley de Transición Energética. Este proceso se enfoca en implementar las modificaciones establecidas por la nueva ley y en actualizar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo 37 de 2019), así como el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración (Decreto Supremo 10 de 2019). Respecto a recomendaciones específicas, se solicita canalizarlas mediante la consulta pública del reglamento correspondiente.
Sector Privado	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	1. En relación al “Objetivo”, el primer y segundo párrafo señalan que el Ministerio de Energía junto con el Coordinador realizarán estudios para la “detección temprana de problemas de seguridad de abastecimiento ante el retiro de centrales de carbón”, estudios que deberán además “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”. Al respecto, se solicita: i. Explicar la omisión a la participación -a nuestro juicio necesaria- de la Comisión Nacional de Energía (“CNE”), que es el organismo encargado de definir la política tarifaria y la planificación de largo plazo de infraestructura de transmisión, así como otros elementos regulatorios relevantes que impactan en el despliegue de infraestructura energética (i.e. licitaciones de clientes regulados, normas técnicas, entre otros). En este sentido, hacemos presente que es necesario que el Ministerio de Energía considere la participación de la CNE para evitar efectos indeseados a nivel regulatorio y operativo. Por ejemplo, en materia tarifaria y regulatorio, la exclusión de la CNE podría generar inconsistencias entre los objetivos técnicos del Coordinador y las medidas tarifarias en el sector eléctrico y/o la dictación de normativa técnica. ii. Aclarar el sentido y el alcance de la expresión “mecanismos de remuneración” que, a nuestro entender, debería decir relación con la potencia de suficiencia (en relación al concepto de “capacidad prospectivo”). En este contexto, no es claro si se considera mantener el cálculo actual o se optará por un modelo basado en la unidad de punta. Sin claridad sobre estos aspectos no es posible evaluar potenciales impactos -positivos o negativos- de la medida propuesta. iii. Incorporar que los estudios deben también analizar la factibilidad del retiro, entendiendo que, en ciertos escenarios, dicho retiro no sería posible por razones de seguridad del sistema u otros motivos que puedan afectar el suministro del sistema eléctrico. iv. Aclarar el ámbito de aplicación de estos estudios, y si serán estudios adicionales e independientes a los establecidos en el inciso segundo del artículo 72-18 de la LGSE (excepción al período mínimo de antelación ante el retiro de unidades de generación).	Gracias por su observación. Se incluye dentro de los responsables a la Comisión Nacional de Energía. Los mecanismos de remuneración aluden a la manera en que la capacidad es reconocida y pagada. Dicho esto, el referido estudio será el que proponga estos mecanismos, así como sus impactos. Finalmente, el alcance de estos estudios no contempla analizar la factibilidad del retiro de las centrales a carbón, sino que estos informes se enfocan en identificar y prever problemas de seguridad de abastecimiento, especialmente ante el retiro de centrales de carbón.
Sector Privado	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	2. En relación al “Objetivo”, el tercer párrafo señala que “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”. Sobre esto, se solicita confirmar que el Ministerio de Energía considera otros combustibles además del gas natural, tales como el amoníaco verde. Esto, además de ser coherente con otras medidas que reconocen el rol de otros combustibles, debe tener en cuenta que alternativos pueden ser potencialmente más costosos que el GNL, pero ofrecen mayor seguridad de abastecimiento junto con contribuir a la descarbonización. En el caso del amoníaco verde, adicionalmente, su incorporación ayudará a fortalecer el desarrollo de la industria de hidrógeno verde nacional.	Gracias por su observación. Cabe mencionar que en estos estudios ya se analizan diferentes energéticos y escenarios críticos para el abastecimiento del sistema.
Sector Privado	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	1. Debiese haber un mecanismo que permita incluir el uso de Gas Natural en tiempo real, aunque no esté declarado oportunamente al Coordinador. Sobre todo en caso que no exista el tiempo necesario para pasar por el proceso declaración establecido (ofertas spot de gas por ejemplo porque otra central falló y permitir recolocar sus posiciones de gas). 2. Se propone incluir la necesidad de introducir flexibilidades a la Norma Técnica del GNL y del Gas natural de manera de otorgarles la flexibilidad que requieren para ser la tecnología que de soporte al proceso de descarbonización. (Todo esto resguardando la libre competencia). 3. La propuesta podría estar asignando responsabilidades a instituciones no adecuadas para la tarea.	Gracias por su observación. El objetivo de los estudios propuestos en la nueva medida 25 del plan tiene relación con identificar de forma temprana 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. Una vez identificados potenciales problemas de abastecimiento, los propios estudios propondrán los mecanismos de incentivo que permitan evitar un eventual déficit de generación.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Se indica que "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;". Al respecto consideramos que este tipo de mecanismos debe ser evaluado en su mérito y cómo se financie la remuneración no debe ser completamente a costo de la demanda, como ocurre actualmente con la infraestructura de SSSC.	Gracias por su observación. Los mecanismos resultantes serán pertinentemente evaluados por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	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	Se indica que "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;". Al respecto consideramos que este tipo de mecanismos debe ser evaluado en su mérito y cómo se financie la remuneración no debe ser completamente a costo de la demanda, como ocurre actualmente con la infraestructura de SSSC.	Gracias por su observación. Los mecanismos resultantes serán pertinentemente evaluados por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	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	1.- Es necesario mejorar las modelaciones de tasas de toma de carga, aporte inercial y SSSC en estudios como estos. Hoy en día el ESA se realiza con modelo simplificado (PLP) evaluando déficit de energía en distintos escenarios, pero se asume un caso idealista (en rigor no se consideran) en cuanto a requerimientos de toma de carga, niveles de inercia, SSSC, etc., que como indica este mismo documento toman relevancia al tener mayores recursos que no aportan fortaleza a la red. Adicionalmente, debe definirse si se incorporaran métricas de resiliencia y seguridad en estos instrumentos. Lo anterior dado que, solo con mirar el balance energético en condiciones medias, no necesariamente entregará la necesidad real del gas ante contingencias, lo que mermará la capacidad de reacción del sistema.	El objetivo de los estudios indicados en la nueva medida 25 del plan de descarbonización es realizar evaluaciones periódicas para evaluar la seguridad del suministro energético frente a diversos escenarios adversos, lo que permitiría entregar los insumos para revisar mecanismos de remuneración de capacidad prospectivo, competitivo y dirigido que proporcionen incentivos adecuados a nuevas soluciones que fortalezcan la seguridad de abastecimiento. Para evaluar otras necesidades del sistema, existen otras ocasiones e instrumentos que identifican necesidades técnicas de este. Finalmente, criterios de resiliencia en los procesos de planificación se abordan en la nueva medida 11 del plan.
Academia y Centros de Investigación	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	Deben considerar tanto el corto como el largo plazo, garantizando una transición energética eficiente y sin desajustes en la cobertura de la demanda.	Se establece en la nueva medida 25 del plan de descarbonización que los estudios deberán considerar distintos horizontes de tiempo.
Academia y Centros de Investigación	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	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 sería algo importante y adecuada.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Es bueno que se planifiquen los cambios con antelación, pero me parece complicado prever todo lo que podría pasar a mediano plazo con la descarbonización.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	1) Los “incentivos adicionales” no deben solo estar orientados a “nuevos recursos o soluciones”, también podrían ser necesarios para la infraestructura existente. Por lo tanto, se propone considerar un alcance más amplio para los estudios y sus propuestas. 2) El horizonte para la incorporación de “análisis adicionales” debería considerarse como mínimo, y no como máximo, un período de 5 años. Se propone incluir este grado de libertad, para que se utilice el horizonte más indicado en cada caso. 3) El Plan de Descarbonización propone 2 instrumentos para avanzar en esta medida. En consideración de que la NT de GNL es un instrumento que aborda materias más bien operacionales (foco en programación), se propone utilizar como único instrumento el DS 97/2008, modificado o bien un nuevo reglamento que lo reemplace, para poner foco en un horizonte de extendido de mediano plazo, que se enfoque en la recomendación de (re)inversiones que aporten a la suficiencia del sistema eléctrico. 4) Respecto a adecuaciones en los estudios indicados, es necesario mejorar las modelaciones de tasas de toma de carga, aporte inercial y SSCC. Hoy en día el ESA se realiza con modelo simplificado (PLP) evaluando déficit de energía en distintos escenarios, pero no se incluyen requerimientos de toma de carga, niveles de inercia, SSCC, etc., los cuales se vuelven cada vez más críticos ante la pérdida de recursos que aportan fortaleza a la red. 5) Finalmente, se deben incorporar métricas de suficiencia, resiliencia y seguridad en estos instrumentos, para poder identificar y gestionar -tempranamente- los requerimientos de gas natural y su infraestructura de suministro.	Gracias por su observación. El resultado de los estudios deberá proponer mecanismos que proporcionen incentivos adicionales para mitigar problemas de seguridad de abastecimiento, debiendo analizar los tipos de mecanismos, los recursos considerados y también sus impactos. Dentro de los nuevos recursos o soluciones se considera modificación a la infraestructura existente. Se establece que el estudio deberá contar con varios horizontes de planificación. Sin perjuicio de lo anterior, es importante destacar que para el largo plazo existen análisis como la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). Por otro lado, dado el nuevo enfoque de la medida 25, los instrumentos son modificados. En cualquier caso, el objetivo de los estudios indicados en la medida 25 del plan de descarbonización es realizar evaluaciones periódicas para evaluar la seguridad del suministro energético frente a diversos escenarios adversos, lo que permitiría entregar los insumos para revisar mecanismos de remuneración de capacidad prospectivo, competitivo y dirigido que proporcionen incentivos adecuados a nuevas soluciones que fortalezcan la seguridad de abastecimiento. Para evaluar otras necesidades del sistema, existen otras ocasiones e instrumentos que identifican necesidades técnicas de este. Finalmente, la medida 11 captura la resiliencia en los instrumentos de planificación.
Sector Privado	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	La medida sugiere que, a partir de diversos estudios, se propongan nuevos mecanismos de remuneración de capacidad para mitigar problemas de seguridad de abastecimiento. Sin embargo, no parece necesario introducir nuevos mecanismos considerando que ya existen instrumentos como el mercado de potencia y el Estudio de GNL, cuyos objetivos son precisamente asegurar el abastecimiento. Por lo tanto, se recomienda, como primer paso, evaluar si el diseño actual de estos instrumentos es adecuado. Por ejemplo, en el caso del mecanismo de potencia, revisar los comentarios relacionados con la medida 40. Solo después de esta evaluación se debería analizar la necesidad de modificaciones o la introducción de nuevos mecanismos. Adicionalmente, se recomienda que cualquier mecanismo de remuneración sea tecnológicamente neutral, de manera que todas las tecnologías capaces de proporcionar el atributo requerido puedan ser remuneradas en igualdad de condiciones. Esto fomentará la eficiencia económica del sistema eléctrico y evitará favorecer a tecnologías específicas de manera injustificada.	A efectos de que las medidas 23 y 40 mantengan la concordancia entre sí, se unifican en la nueva medida 25 del plan. Se destaca que parte del estudio es revisar los mecanismos de remuneración de capacidad actuales, a fin de determinar si resultan adecuados al contexto actual y futuro del sistema eléctrico.
Sector Privado	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	La mayor carencia del estudio de seguridad y programación mensual, es la granularidad presentada en el estudio, la cual no logra capturar las variaciones intradiarias que se generan por la operación de las ERV. Por otro lado, los escenarios analizados están enfocados siempre en la indisponibilidad de recurso térmico, sin embargo, los escenarios de estrechez vividos durante el otoño en los últimos 3 años, se debieron principalmente a la variación y casi nulo aporte del recurso eólico, por lo que se propone considerar como evaluación posible. Respecto a la propuesta de mecanismo de remuneración, se tiene pensado también como conversaría esto con el mercado de potencia actual y si tendría algún tipo de afectación favoreciendo a aquellas centrales que ingresen bajo este esquema y no se acojan al esquema “principal” de remuneración de potencia.	Gracias por su observación. Parte de la revisión y propuesta de nuevos mecanismos de remuneración de capacidad, será el análisis de los instrumentos que ya existen.
Sector Privado	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	La mayor carencia del estudio de seguridad y programación mensual, es la granularidad presentada en el estudio, la cual no logra capturar las variaciones intradiarias que se generan por la operación de las ERV. Por otro lado, los escenarios analizados están enfocados siempre en la indisponibilidad de recurso térmico, sin embargo, los escenarios de estrechez vividos durante el otoño en los últimos 3 años, se debieron principalmente a la variación y casi nulo aporte del recurso eólico, por lo que se propone considerar como evaluación posible. Respecto a la propuesta de mecanismo de remuneración, se tiene pensado también como conversaría esto con el mercado de potencia actual y si tendría algún tipo de afectación favoreciendo a aquellas centrales que ingresen bajo este esquema y no se acojan al esquema “principal” de remuneración de potencia.	Gracias por su observación. Parte de la revisión y propuesta de nuevos mecanismos de remuneración de capacidad, será el análisis de los instrumentos que ya existen.
Sector Privado	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	El estudio realizado por Wartsila llamado “Navigating the Energy Transition in Chile, A reliability Focus approach” adjuntado en esta plataforma, se presenta un análisis detallado sobre la identificación temprana de problemas de seguridad. En este Estudio, Sección 1: “Potencial short term security of supply risk”, en los en los próximos cinco (5) años claramente se identifican esos riesgos de seguridad en la red. Posteriormente, en la Sección 2: “Optimal Long Term Transition Path”, se analizan los atributos requeridos por un sistema en transición a net-cero y se sugiere un plan de acción para estos. En adición, en la misma sección, se analizan los beneficios de utilizar mecanismos o proceso existentes para poder adquirir los servicios que se han identificado necesarios para garantizar la seguridad de la red. Por favor referirse al Estudio de Wartsila adjunto Navigating the Energy Transition in Chile, a reliability-focused approach	Gracias por participar en la consulta pública, se evaluará considerar el estudio indicado como insumo en las evaluaciones referentes a suficiencia y seguridad de abastecimiento.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Otro	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	Dada la magnitud de los cambios, es necesario evaluar horizontes de mayor plazo, ya que regularmente se elaboran programas de 5 años en el Coordinador.	Gracias por su observación. Se establece que el estudio deberá contar con varios horizontes de planificación. Sin perjuicio de lo anterior, es importante destacar que para el largo plazo existen análisis como la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP).
Sociedad Civil y ONGs	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	La Medida 23 y siguientes del Anteproyecto del Plan de Descarbonización, propone “Adecuar los estudios de seguridad de abastecimiento y de gas natural del Coordinador Eléctrico con el objetivo de prever cambios en el mediano plazo, con un enfoque en el proceso de descarbonización”. Esta medida, pretende suplir los eventuales problemas de seguridad y dimensionar el rol y la temporalidad necesaria de generación eléctrica con gas natural, como así mismo proponer mecanismos de remuneración, de capacidad prospectivo, competitivo y dirigido a proporcionar incentivos adicionales a nuevos recursos o soluciones que permitan mitigar problemas de seguridad de abastecimiento de gas, entre otros. Percibimos que esta medida busca promover o incluir nueva infraestructura de gas natural en el Plan de Descarbonización, lo cual claramente compromete los objetivos climáticos de Chile y genera riesgos ambientales y económicos innecesarios para la transición y desarrollo del sector eléctrico y para las comunidades locales que deberían ser beneficiadas por la transición. Una transición energética justa y sostenible con objetivos climáticos, requiere enfocarse en energías limpias y renovables y en tecnologías que reduzcan la dependencia de todos los combustibles fósiles. Con el fin de lograr las metas de carbono neutralidad y estabilizar el calentamiento global, organizaciones internacionales como la Agencia Internacional de Energía ha recomendado a los países de la OECD (bloque del cual Chile es miembro) retirar el gas natural del sector eléctrico hacia el año 2035, y ha extendido el plazo de abandono del gas al resto de los países para el año 2040. Asimismo, el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente ha recomendado a los países de América Latina avanzar en la inversión de energías renovables por sobre el gas natural, para reducir las emisiones, disminuir los costos de la generación eléctrica y generar más empleo. Insistir en el gas, advierte el PNUMA, implicaría un mayor retraso en la transición energética para la región. Estudios realizados por Kas ingeniería en 2022 y por el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería de la Universidad de Chile en 2023, mostraron que una mayor inversión en energías renovables variables y almacenamiento permite retirar el carbón de la matriz eléctrica y también desplazar casi totalmente el gas natural de la generación eléctrica, reduciendo su participación a solo entre 3% a 5% para 2035, demostrando que es factible técnica y económicamente avanzar en aquella dirección. Respecto de esta medida N° 23, proponemos que no enfoque la búsqueda de seguridad en la capacidad de abastecimiento y generación a gas; sino que ponga el énfasis en los análisis de seguridad de un sistema eléctrico que avanza hacia una matriz eléctrica descarbonizada, sin aumentar la dependencia del gas natural, sino en la de promoción de infraestructura de almacenamiento de energía renovable variable como el sol y el viento, y los servicios habilitantes para estabilizar la operación de los sistemas variables, como son los condensadores síncronos, y las tecnologías como grid forming y grid following, entre otras. Proponemos que en lo referido al gas natural, tal como recomiendan la AIE, el PNUMA e instituciones nacionales especializadas como ISCI o KAS, se focalice y considere las siguientes estrategias: Uso del Gas Existente: Mantener solo las centrales a gas actualmente operativas como respaldo temporal, sin construir nueva infraestructura. Energías Renovables y Almacenamiento: Acelerar el desarrollo de energías renovables junto con tecnologías de almacenamiento que ya están disminuyendo en costos y mejorando en capacidad. Para ello proponemos no solo crear condiciones habilitantes para el despliegue de las energías renovables, sino también derogar las barreras que impiden su masificación, como aquellas contenidas en la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Licuado Regasificado. Esta norma que introduce una excepción al mecanismo de orden económico en el despacho eléctrico, otorgando preferencia al GNL inflexible sobre fuentes de generación más económicas, como la solar y eólica debe ser derogada.	El objetivo de los estudios propuestos en la medida 25 del plan tiene relación con identificar de forma temprana los eventos que perjudiquen la seguridad de abastecimiento en el contexto del retiro de centrales de carbón, considerando escenarios exigentes desde el punto de vista de suministro. Así, la prioridad es el uso eficiente de los recursos de generación existentes. Por otro lado, las medidas asociadas a la programación y operación del sistema eléctrico se encuentran detalladas en el resto del plan.
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	No se especifica plazo de implementación para esta medida.	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Se precisa un plazo en esta medida.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	1. En relación al “Objetivo” en su primer párrafo, en la oración que indica que el Ministerio, a través de un estudio “identificará continuamente una cartera de infraestructura energética, principalmente asociada a los combustibles de transición”, se solicita aclarar: i. Si los “combustibles de transición” incluyen alternativas al GNL, tales como amoníaco verde u otros similares. ii. Si la referencia a “infraestructura de transición” implica construcción o ampliación de infraestructura de transporte de los referidos combustibles de transición. iii. Si dichos procesos de desarrollo de “infraestructura de transición” consideran un régimen de subsidios o apoyos fiscales.	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Estos mecanismos son independientes de la tecnología a utilizar.
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	1. Se solicita explicitar cuáles son considerados como “combustibles de transición”. 2. El título de la medida hace referencia a “requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos”. Es decir, hace referencia a combustibles. Sin embargo, en el contenido de la medida se hace referencia a problemas distintos, relacionados con “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.”. Al respecto, la normativa vigente ya considera la evaluación de obras debido a este tipo de eventos. En efecto, la CNE ha incluido en planes de expansión preliminares obras fundadas en incendios o incluso “actos terroristas”, y estas fueron excluidas en la instancia del Panel de Expertos. Por tanto, solicitamos que en los cambios que se propongan se efectúe un análisis costo beneficio que resguarde la debida racionalidad económica, de tal forma que se no desarrolle infraestructura con redundancias injustificadas.	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Se desliga la medida de un combustible en particular.
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	1. Falta el plazo de implementación. 2. Falta aclarar a qué estudio se refiere y cómo se identificarán esos requerimientos. 3. En el caso de que se busque establecer mecanismos de mercado, se recomienda definir un atributo para remunerar y luego que toda tecnología que sea capaz de entregar el atributo tenga la posibilidad de ser remunerada.	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Se precisa un plazo en esta nueva medida.
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	La Medida 24 establece entre los instrumentos a revisar: “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.” Se sugiere establecer las siguientes modificaciones para efectos regular aspectos relacionados con la resiliencia del sistema eléctrico: a. Que el concepto de resiliencia esté definido en el Artículo 224 dado que actualmente no existe dentro de la LGSE. b. Que se cree un Artículo que establezca la responsabilidad del Ministerio de Energía o de la Comisión Nacional de Energía de definir objetivos específicos de resiliencia para el sistema eléctrico nacional. Dichos objetivos deben ser observables por las partes interesadas. c. Que se cree un Artículo que establezca la responsabilidad del Ministerio de Energía o de la Comisión Nacional de Energía de definir de manera fundada los escenarios ante los cuales se evaluará la resiliencia del sistema. Dichos escenarios deben ser observables por las partes interesadas. d. Que se cree un Artículo que establezca la responsabilidad del Coordinador de determinar brechas de infraestructura para responder a los objetivos específicos de resiliencia en los escenarios que se hayan definido. También se sugiere revisar los aspectos asociados a resiliencia definidos en la medida 18 y relacionar con eventuales objetivos que se establezcan en la LGSE al respecto.	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. El alcance de plan es de carácter general, dejando las especificaciones en el desarrollo particular de la medida.
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	El título de la medida hace referencia a “requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos”. Es decir, hace referencia a combustibles. Sin embargo, en el contenido de la medida se hace referencia a problemas distintos, relacionados con “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.” Al respecto, la normativa vigente de transmisión ya considera la evaluación de obras debido a este tipo de eventos. En efecto, la CNE ha incluido en planes de expansión preliminares obras fundadas en incendios o incluso “actos terroristas”, y estas fueron excluidas en la instancia del Panel de Expertos. Por tanto, solicitamos que en los cambios que se propongan se efectúe un análisis costo beneficio que resguarde la debida racionalidad económica, de tal forma que se no desarrolle infraestructura con redundancias injustificadas.	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Se desliga la medida de un combustible en particular.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	El proceso de transición energética implica nuevos modos de operación flexible que aceleran el envejecimiento de las unidades y aumentan las tasas de falla de las unidades. El aumento de las tasas de falla se puede contener, en parte, mediante prácticas adecuadas de operación y mantenimiento que no solo implican costos adicionales sino también en algunos casos adaptaciones a los sistemas de las unidades. En el caso de Chile, el proceso de retiro de unidades térmicas involucra retirar y/o reconvertir unidades más nuevas (a carbón) y mantener operando en modo de operación flexible centrales más antiguas (a gas). Lo anterior implica que, en un proceso de transición confiable y resiliente, se debe poner atención al cuidado de las unidades térmicas que quedan en operación, ya que al contribuir al proceso de transición, se requiera que estas puedan realizar su función de manera confiable cuando el Coordinador requiera disponer de ellas.	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto, es decir, considerar lo observado en procesos de planificación.
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	Se solicita explicitar cuáles son considerados como "combustibles de transición"	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Se desliga la medida de un combustible en particular.
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	<p>- Se solicita explicitar cuáles son considerados como "combustibles de transición" - El título de la medida hace referencia a "requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos". Es decir, hace referencia a combustibles. Sin embargo, en el contenido de la medida se hace referencia a problemas distintos, relacionados con "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." Al respecto, la normativa vigente de transmisión ya considera la evaluación de obras debido a este tipo de eventos. En efecto, la CNE ha incluido en planes de expansión preliminares obras fundadas en incendios o incluso "actos terroristas", y estas fueron excluidas en la instancia del Panel de Expertos. Por tanto, solicitamos que en los cambios que se propongan se efectúe un análisis costo beneficio que resguarde la debida racionalidad económica, de tal forma que se no desarrolle infraestructura con redundancias injustificadas.</p> <p>- El proceso de transición energética implica nuevos modos de operación flexible que aceleran el envejecimiento de las unidades y aumentan las tasas de falla de las unidades. El aumento de las tasas de falla se puede contener, en parte, mediante prácticas adecuadas de operación y mantenimiento que no solo implican costos adicionales sino también en algunos casos adaptaciones a los sistemas de las unidades. En el caso de Chile, el proceso de retiro de unidades térmicas involucra retirar y/o reconvertir unidades más nuevas (a carbón) y mantener operando en modo de operación flexible centrales más antiguas (a gas). Lo anterior implica que, en un proceso de transición confiable y resiliente, se debe poner atención al cuidado de las unidades térmicas que quedan en operación, ya que al contribuir al proceso de transición, se requiera que estas puedan realizar su función de manera confiable cuando el Coordinador requiera disponer de ellas.</p> <p>- La Medida 24 establece entre los instrumentos a revisar: "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." Se sugiere establecer las siguientes modificaciones para efectos regular aspectos relacionados con la resiliencia del sistema eléctrico: a. Que el concepto de resiliencia esté definido en el Artículo 224 dado que actualmente no existe dentro de la LGSE. b. Que se cree un Artículo que establezca la responsabilidad del Ministerio de Energía o de la Comisión Nacional de Energía de definir objetivos específicos de resiliencia para el sistema eléctrico nacional. Dichos objetivos deben ser observables por las partes interesadas. c. Que se cree un Artículo que establezca la responsabilidad del Ministerio de Energía o de la Comisión Nacional de Energía de definir de manera fundada los escenarios ante los cuales se evaluará la resiliencia del sistema. Dichos escenarios deben ser observables por las partes interesadas. d. Que se cree un Artículo que establezca la responsabilidad del Coordinador de determinar brechas de infraestructura para responder a los objetivos específicos de resiliencia en los escenarios que se hayan definido. También se sugiere revisar los aspectos asociados a resiliencia definidos en la medida 18 y relacionar con eventuales objetivos que se establezcan en la LGSE al respecto.</p>	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Se desliga la medida de un combustible en particular.
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	1.- Parece poco claro, falta una definición más clara de lo que esperan. Además, esta medida debe realizarse en el corto plazo, ya que las inversiones de infraestructura que soportan la operación con gas natural toman mucho tiempo y dinero. Por favor aclarar los análisis e índices cuantitativos a los que hace referencia la medida.	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Esta nueva medida 11 se enmarca dentro del corto plazo.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	Al identificar infraestructuras vulnerables y adaptar las obras de transmisión y combustibles de transición, se asegura un suministro más confiable y seguro.	Gracias por su observación. En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto.
Academia y Centros de Investigación	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	Es bueno lo revisar los aspectos regulatorios que definan la manera de remunerar estas obras, permitiendo que la resiliencia y adaptación se vinculen a mecanismos de mercado.	Gracias por su observación. En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto.
Academia y Centros de Investigación	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	Es necesario tener infraestructura resiliente, pero puede ser un reto identificar todos los requisitos correctamente.	Gracias por su observación. En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto.
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	1) Mediante los instrumentos normativos que corresponda se debe avanzar prioritariamente que se entienda por Resiliencia, esto es, definir: a) Qué se entiende por resiliencia, lo que implica: Definir resiliencia en el contexto del sistema eléctrico. Esto es relevante porque el concepto de resiliencia no se encuentra definido en la LGSE. b) Objetivos específicos de resiliencia. Esto es relevante porque los objetivos de resiliencia no se encuentran definidos en la LGSE ni en los reglamentos. c) Escenarios ante los cuales se evaluará la resiliencia del sistema. d) La forma de determinar brechas de infraestructura para responder a los objetivos específicos de resiliencia en los escenarios que se han definido. e) La forma como se materializará la infraestructura que corresponda ante las brechas para cumplir los objetivos de resiliencia que se hayan identificado. La necesidad de materializar infraestructura acorde a necesidades de resiliencia no se encuentra definida en la LGSE. 2) Al igual que en la Medida 23, para los objetivos de esta medida, se propone no considerar NT de GNL y utilizar como único instrumento el DS 97/2008, modificado o bien un nuevo reglamento que lo reemplace, para poner foco en un horizonte de extendido, que se enfoque en la recomendación de (re)inversiones que aporten a la suficiencia y resiliencia del sistema eléctrico. 3) Se solicita considerar como único instrumento el DS97/2008. Por la relación y complementariedad entre las Medidas 23 y 24, y para resguardar consistencia, la nueva categoría de estudio que se propone debería estar considerada y regulada en el DS 97/2008 modificado o bien el nuevo reglamento que lo reemplace. Se solicita incluir lo indicado. 4) Por último, esta medida debe ir acompañada de una visión a futuro sobre el uso de la infraestructura de gas natural como medio de distribución para blending. Además, es necesario aclarar quién asumirá los costos de inversión y modificación de dicha infraestructura. En este contexto, surge la duda de si existen incentivos suficientes para fomentar inversiones a largo plazo en un combustible de transición.	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Se desliga la medida de un combustible en particular.
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	1. En general falta claridad respecto a esta medida. ¿Es solamente un diagnóstico? ¿Qué implica la revisión de aspectos regulatorios que definan la manera de remunerar estas obras específicas? ¿Habrán mecanismos de mercado que beneficiarán a ciertas tecnologías? Por favor aclarar. 2. En el caso de que se busque establecer mecanismos de mercado, se recomienda definir un atributo para remunerar y luego que toda tecnología que sea capaz de entregar el atributo tenga la posibilidad de ser remunerada.	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto.
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	No existe un plazo asociado a la medida que permita verificar su cumplimiento	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Se precisa un plazo en esta medida.
	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	En primera instancia, se solicita que el Ministerio indique claramente cómo se complementa esta medida con la N° 18, la que contiene la resiliencia para la transmisión. Esto porque uno de los instrumentos identificados por el Ministerio para realizar ajustes es la PELP y la Planificación de la transmisión. Por otra parte, el Ministerio no incorporó un plazo para realizar esta medida.	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Esta nueva medida 11 armoniza las medidas referidas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	Durante la transición energética, los sistemas eléctricos son inherentemente más dependientes de la naturaleza y el medio ambiente. Para mantener la seguridad de la red frente a estas fluctuaciones, los sistemas eléctricos deben ser resilientes. Con el objetivo de promover la instalación de tecnologías que aporten esa resiliencia requerida, es importante definir los pilares claves: 1. Medición de la resiliencia: Establecer método y parámetros de m: edición de la resiliencia 2. Objetivo de la resiliencia: Acordar conjuntamente el objetivo 3. Escenarios de resiliencia: Determinar los escenarios posibles incluso extremos para asegurar que el sistema sea resiliente 4. Mecanismos: Formalizar las normas técnicas para cerrar las brechas de resiliencia existentes. Por favor referirse a la Sección 1 del Estudio de Wartsila ver link: Navigating the Energy Transition in Chile, a reliability-focused approach	Gracias por su observación. En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto.
Otro	Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos	No se especifica el plazo de la medida. Si bien es correcto el considerar los eventos de baja probabilidad y alto impacto, es necesario equilibrar los mecanismos de remuneración con otros ya existentes, debido a que no se puede llenar el sistema de “costos sistémicos”, como ha ocurrido con los SSCC y los mecanismos de compensación como el precio estabilizado de las PMGD y el Carbon Tax que exige pagos laterales de centrales renovables a termoelectricas.	En virtud del ajuste del alcance del plan de descarbonización, se elimina la medida 24 de este último. Sin perjuicio de lo anterior, la nueva medida 11 pretende establecer mecanismos en los procesos de planificación energética con el fin de incorporar criterios de resiliencia que habiliten al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Se precisa el plazo en dicha medida y se tendrá en consideración lo comentado.
Sector Privado	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	1. En relación al “Objetivo”, se indica que el Ministerio 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”. Este análisis sería ex post a la implementación de las medidas indicadas en el PdD. A nuestro entender, dicho estudio debe ser realizado ex ante de implementar las medidas. En particular, considerando que hay atributos de seguridad del sistema que, de no ser evaluados en forma previa, podrían generar problemas de funcionamiento del sistema eléctrico que, en ciertos casos, podrían no ser remediados en forma oportuna o a un costo eficiente y razonable. Así, por ejemplo, de ser necesario dotar de atributos de inercia o fortaleza de red, no sería posible reponer instalaciones térmicas desmanteladas. Se hace presente que la Planificación Energética de Largo Plazo que se menciona como insumo para la evaluación de los impactos, que dicho instrumento no permite por sí solo realizar análisis que midan los reales impactos del retiro de centrales en términos de seguridad, sustentabilidad y costos de sistema. A tales efectos, Guacolda considera que debería realizarse este análisis en base a un informe anual con un periodo prospectivo de al menos 5 años, y, en base a ello, establecer las medidas a implementar. Se solicita además indicar si el Ministerio cuenta con estudios previos sobre las materias indicadas en esta Medida. 2. En relación a los “Instrumentos”, se solicita indicar si el Ministerio cuenta con la aceptación y coordinación de la CNE respecto a la elaboración de una “Nueva categoría de Estudios de Seguridad para el Retiro o Reconversión de Centrales a Carbón” y qué cambios se incorporarían en estos nuevos estudios.	Se ajusta redacción de la medida para aclarar el carácter prospectivo del estudio. Respecto de otros estudios sobre esta materia, actualmente el Coordinador lleva a cabo los informes de seguridad frente al retiro de instalaciones, y en particular, se han llevado a cabo estudios específicos para evaluar el retiro de centrales a carbón. Además, de manera complementaria a esta medida, existen otras iniciativas tales como la propuesta de modificación al Reglamento de Coordinación y Operación DS 125, que adecúa los requerimientos de los informes de seguridad que debe realizar el Coordinador. Otra iniciativa se encuentra en la inclusión de un nuevo estudio de robustez de red a realizar por el Coordinador, en la NTSyCS. Por su parte, se indica que todas las medidas serán realizadas en Coordinación con otras entidades como la Comisión y el Coordinador.
Sector Privado	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	1. Se solicita incorporar explícitamente que en este monitoreo se revisarán, además del costo del sistema, el valor de los pagos por operación fuera de orden económico. 2. Se solicita explicitar que los análisis señalados se realizarán de manera integral, es decir, considerando los efectos cruzados de diversas acciones. Por ejemplo, revisar simultáneamente los requerimientos de inercia y de potencia de corto circuito.	Efectivamente el objetivo de esta medida es evaluar el impacto del retiro de centrales a carbón en la seguridad y la eficiencia económica del sistema eléctrico. El alcance específico del estudio será definido en el instrumento.
Sector Privado	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	1.- Se hace referencia a un estudio para determinar los impactos del retiro de unidades a carbón y se menciona que se evaluarían “aspectos derivados de los aspectos aditivos asociados a dichas unidades” y, después, que “permitirá definir los instrumentos que no han tenido el impacto deseado”. Falta claridad en la explicación de la medida, no se entiende a qué se hace referencia específicamente, favor clarificar con definiciones concretas y precisas.	Se ajusta redacción para otorgar mayor precisión a los objetivos de la medida.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	A través de estudios y análisis de los efectos a corto y largo plazo, se ajustarán los instrumentos necesarios para asegurar una transición exitosa y garantizar la estabilidad del suministro energético.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	el monitoreo a los impactos y trade-off es una buena medida y que los instrumentos que no hayan tenido un impacto importante se puedan perfeccionar para el futuro.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Monitorear los efectos del retiro de centrales es esencial, pero puede ser difícil medir todos los impactos a largo plazo.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Monitoreo o estudio, a veces no resulta o se retrasan, debería ser algo más eficiente.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	1) Se solicita complementar la definición de esta medida, con el fin de que se evalúen los efectos sistémicos que se generan frente al retiro de centrales a carbón y de esa forma, definir medidas de gestión pertinentes. En particular que se incluya y chequee explícitamente, la consistencia de requerimientos de disponibilidad de gas natural para el horizonte de análisis.	Efectivamente el objetivo de esta medida es evaluar el impacto del retiro de centrales a carbón en la seguridad y la eficiencia económica. Se ajusta redacción de la medida.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	1. La medida carece de definiciones concretas y precisas, lo que dificulta su comprensión. Por ejemplo, se menciona un estudio que permitiría determinar los impactos del retiro de unidades a carbón. Sin embargo, no se explica claramente qué aspectos específicos se analizarían. Asimismo, la referencia a "aspectos derivados de los aspectos aditivos asociados a dichas unidades" no es clara y resulta ambigua. Del mismo modo, la afirmación de que el estudio "permitirá definir los instrumentos que no han tenido el impacto deseado" no especifica cuáles son dichos instrumentos ni a qué impacto se hace referencia. Se sugiere aclarar ambos enunciados, proporcionando definiciones claras y precisas para facilitar su interpretación. 2. Si la medida corresponde solamente a monitoreo, se recomienda que se realice de manera periódica evaluando los efectos sistémicos del retiro del carbón con distintos horizontes de tiempo.	Se ajusta redacción para otorgar mayor precisión a los objetivos de la medida.
Sector Privado	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	Los 3 pilares de los sistemas eléctricos son seguridad, costos y sostenibilidad, el clásico triángulo energético. Por mucho tiempo se ha sostenido como prioridad la sostenibilidad del sistema como pilar primordial y luego costo y seguridad. Sin embargo, si la seguridad está comprometida o no se ubica en primer lugar, los otros dos componentes estarán comprometidos. Un aspecto sumamente importante relacionado con la seguridad son las reservas del sistema (primaria, secundaria, terciaria y de capacidad). Establecer la proporción y tipo adecuado para garantizar la confiabilidad de la red especialmente en los sistemas con alto contenido de energías renovables. Este principio es reconocido globalmente y por sobre todo aquellos sistemas más evolucionados como CAISO. Para un análisis detallado de reservas que se deben considerarse, consulte la Sección 1 del Estudio técnico de Wärsilä adjunto. Navigating the Energy Transition in Chile, a reliability-focused approach	Gracias por participar en la consulta pública, el estudio que indica será considerando como insumo en las evaluaciones referentes a suficiencia y seguridad de abastecimiento.
Otro	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	No queda claro el objetivo de la medida. ¿Evaluar para qué? ¿Para generar política, agregar nuevas tarifas, guiar la inversión privada hacia un sector?	Se ajusta redacción para otorgar mayor precisión a los objetivos de la medida.
Sociedad Civil y ONGs	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	La medida 25 es muy importante pero esta pobremente desarrollada. Este monitoreo debiera incluir también la fiscalización de impactos y pasivos, así como el cumplimiento de las Normas de la legislación vigentes en materia eléctrica y ambiental. Aquí proponemos – y es clave- establecer una coordinación entre los Ministerios de Energía y Medio Ambiente, a través del SEA, la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).	Agradecemos su sugerencia. Se ajusta redacción de la medida para aclarar los alcances de esta.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Se sugiere que la Medida 25 del Plan de Descarbonización incluya explícitamente la realización de análisis de mediano plazo (5 a 10 años) para evaluar si el parque generador, tanto existente como en desarrollo, será capaz de satisfacer la demanda futura con los estándares de seguridad y calidad de suministro requeridos. Estos análisis permitirían identificar brechas en la oferta energética y establecer métricas claras (como márgenes de reserva, capacidad de respaldo y tiempos de respuesta de tecnologías) que sirvan como base para activar señales de inversión oportunas. En particular, serían fundamentales para garantizar una oferta suficiente en escenarios de retiro de centrales a carbón y otras tecnologías térmicas, como diésel o gas natural, mientras se desarrollan tecnologías renovables con respaldo firme y almacenamiento avanzado. Se recomienda: 1-Incorporar la obligación de realizar análisis de mediano plazo con periodicidad definida, como parte de la planificación energética nacional. 2-Definir indicadores clave de desempeño (KPIs) para evaluar la capacidad de generación en diferentes escenarios prospectivos. 3-Diseñar señales de precio y esquemas de financiamiento que incentiven inversiones en tecnologías críticas para la seguridad de suministro. 4-Simular escenarios específicos, considerando tasas de retiro de centrales térmicas, crecimiento de la demanda, penetración de renovables y factores climáticos o geopolíticos. La implementación de estos análisis fortalecería la capacidad de planificación y mitigaría riesgos asociados a déficits de capacidad en el sistema eléctrico, asegurando una transición energética segura y eficiente.	Se ajusta redacción para aclarar el carácter prospectivo de la medida. Los contenidos específicos de su implementación serán detallados en el instrumento correspondiente.
Sector Privado	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	Además de considerar una modificación del esquemas de remuneración de los SSCC de uno "pay as bid" hacia "pay as clear", también se requiere revisar el costo de desgaste establecido como precio techo de las subastas de SSCC. El costo de prestar SSCC no solo considera el costo de desgaste debido su prestación, como es el efecto de vibraciones en los equipos por una operación menor a la óptima, sino también el costo por pérdidas por eficiencia, la degradación por ciclaje percibido por los sistemas. y los costos de oportunidad asociados a dejar de generar energía en el mercado spot. Estos costos pueden llegar a tener valores considerables, por lo cual deben ser considerados para tener una operación optima del sistema a mínimo costo. En particular, los costos de desgaste, fijados por la Res. Exta N°443/2020 de la CNE, y sus modificaciones, en 2 [US\$/MWh] para tecnologías renovables y almacenamiento, podrían no reflejan las condiciones reales de prestación de estos servicios y deben ser actualizados.	La medida tiene como objetivo revisar y modificar el diseño actual del mercado de Servicios Complementarios (SSCC), por lo tanto, la modificación contemplará una revisión general del esquema de subastas.Se realizará un estudio de flexibilidad y la elaboración de una agenda de medidas para el perfeccionamiento al actual mercado de SSCC.
Sector Privado	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	Aunque sería un incentivo al mercado, sería conveniente tener clarida el impacto en clientes libres y regulados. Sería recomendable agregar al texto de qué manera espera el Ministerio que se concrete este cambio, si será con un esquema de costos completamente asignado a clientes o con un esquema mixto de participación entre generadores y clientes.	La medida no contempla la modificación del esquema de tarificación de los Servicios Complementarios. Sin embargo, Se realizará un estudio de flexibilidad y la elaboración de una agenda de medidas para el perfeccionamiento al actual mercado de SSCC.
Sector Privado	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	1. Solicita indicar los artículos de la Ley General de Servicios Eléctricos que deberían ser modificados.	De acuerdo con una revisión detallada, se ajusta el instrumento en el que se aplicaría la medida.
Sector Privado	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	1. Falta aclarar si al pasar a un mercado pay-as-clear, se seguirá ofertando únicamente el costo de desgaste.	La medida tiene como objetivo revisar y modificar el diseño actual del mercado de Servicios Complementarios (SSCC), por lo tanto, la modificación contemplará una revisión general del esquema de subastas. Se realizará un estudio de flexibilidad y la elaboración de una agenda de medidas para el perfeccionamiento al actual mercado de SSCC.
Sector Privado	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	El cambio propuesto podría afectar el costo de suministro de clientes, sin necesariamente producir más valor. Se sugiere verificar los efectos de la medida en los costos de suministro para abastecer contratos, y eventualmente, re-evaluar la necesidad de implementarla.	Se ajusta redacción para reflejar la necesidad de dimensionar el impacto de la medida. Se realizará un estudio de flexibilidad y la elaboración de una agenda de medidas para el perfeccionamiento al actual mercado de SSCC.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	Además de considerar una modificación del esquemas de remuneración de los SSCC de uno "pay as bid" hacia "pay as clear", también se requiere revisar el costo de desgaste establecido como precio techo de las subastas de SSCC. El costo de prestar SSCC no solo considera el costo de desgaste debido su prestación, como es el efecto de vibraciones en los equipos por una operación menor a la óptima, sino también el costo por pérdidas por eficiencia, la degradación por ciclaje percibido por los sistemas. y los costos de oportunidad asociados a dejar de generar energía en el mercado spot. Estos costos pueden llegar a tener valores considerables, por lo cual deben ser considerados para tener una operación optima del sistema a mínimo costo. En particular, los costos de desgaste, fijados por la Res. Exta N°443/2020 de la CNE, y sus modificaciones, en 2 [US\$/MWh] para tecnologías renovables y almacenamiento, podrían no reflejan las condiciones reales de prestación de estos servicios y deben ser actualizados.	La medida tiene como objetivo revisar y modificar el diseño actual del mercado de Servicios Complementarios (SSCC), por lo tanto, la modificación contemplará una revisión general del esquema de subastas. Se realizará un estudio de flexibilidad y la elaboraciónde una agenda de medidas para el perfeccionamiento al actual mercado de SSCC.
Sector Privado	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	(La respuestas son para la Medida 27 y 28, revisar todo el texto)	Gracias por su comentario.
Sector Privado	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	El cambio propuesto podría afectar el costo de suministro de clientes, sin necesariamente producir más valor. Se sugiere verificar los efectos de la medida en los costos de suministro para abastecer contratos, y eventualmente, re-evaluar la necesidad de implementarla.	Se ajusta redacción para reflejar la necesidad de dimensionar el impacto de la medida. Se realizará un estudio de flexibilidad y la elaboraciónde una agenda de medidas para el perfeccionamiento al actual mercado de SSCC.
Academia y Centros de Investigación	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	Al generar incentivos adecuados para nuevos actores, se puede mejorar la integración de energías renovables y aumentar la eficiencia y flexibilidad del sistema eléctrico.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	el modificar el diseño actual del mercado de servicios complementarios seria bueno para ser mejor.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	Cambiar a un sistema "pay as clear" parece una buena idea, pero podría generar resistencias entre los actores del mercado.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	Muy bien.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	1. En la descripción de la medida se menciona que los SSCC operados mediante instrucción directa las centrales son remuneradas por sus costos de oportunidad, sin embargo, hoy este costo es determinado de manera administrativa y no corresponde al verdadero costo de oportunidad de la central. Se recomienda aclarar que el costo de oportunidad asociado al actual esquema de SSCC es un costo determinado administrativamente. 2. Además de considerar una modificación del esquemas de remuneración de los SSCC de uno "pay as bid" hacia "pay as clear", también se requiere revisar el costo de desgaste establecido como precio techo de las subastas de SSCC. El costo de prestar SSCC no solo considera el costo de desgaste debido su prestación, como es el efecto de vibraciones en los equipos por una operación menor a la óptima, sino también el costo por pérdidas por eficiencia, la degradación por ciclaje percibido por los sistemas y los costos de oportunidad asociados a dejar de generar energía en el mercado spot. Estos costos pueden llegar a tener valores considerables, por lo cual deben ser considerados para tener una operación óptima del sistema a mínimo costo.	Se ajusta redacción para explicitar el cálculo administrativo del costo de oportunidad. Adicionalmente, La medida tiene como objetivo revisar y modificar el diseño actual del mercado de Servicios Complementarios (SSCC), por lo tanto, la modificación contemplará una revisión general del esquema de subastas. Se realizará un estudio de flexibilidad y la elaboración de una agenda de medidas para el perfeccionamiento al actual mercado de SSCC.
Sector Privado	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	Esta medida debería impulsarse lo mas rapido posible, ya que desde hace bastante tiempo se tiene conocimiento de que el mercado de SSCC no tiene incentivos. Incluso, pasando a un modelo pay as clear no existirán los incentivos suficientes, ya que la retribucion es minima respecto al costo de oportunidad que los actores pierden por no vender energia	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	Esta medida debería impulsarse lo mas rapido posible, ya que desde hace bastante tiempo se tiene conocimiento de que el mercado de SSCC no tiene incentivos. Incluso, pasando a un modelo pay as clear no existirán los incentivos suficientes, ya que la retribucion es minima respecto al costo de oportunidad que los actores pierden por no vender energia	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Otro	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	Observación en la misma línea de la Medida 24: modificar otros mecanismos de remuneración para que los costos sistémicos no sigan aumentando.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"	En el corto plazo, sugerimos dar las señales adecuadas para que ERNC y BESS que se encuentren en operación se hagan parte de la prestación de SSCC, en particular del control de frecuencia	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	Si se espera que el sistema se anticipe a los requerimientos considerando el retiro de centrales a carbón, se debe evaluar el requerimiento de estos servicios en el mediano plazo, permitiendo adelantarse a este escenario y que las tecnologías puedan realizar los acondicionamientos necesarios para prestar estos servicios. Por ejemplo, se revisan anualmente los requerimientos de control rápido de frecuencia, el que actúa en la misma ventana de tiempo que la inercia, pero hasta el momento se ha determinado que este servicio no es requerido ya se encuentra siendo presado por las centrales térmicas existentes. Cabe mencionar que el control rápido de frecuencia ha sido implementado en otras partes del mundo y ha permitido la incorporación de sistemas de almacenamiento por baterías. Finalmente, existen otros tipo de atributos de flexibilidad que deben ser analizados y podrían ser implementados en el contexto de los servicios complementarios, como son las rampas de generación requeridas al tener una alta participación de generación solar.	De acuerdo con el análisis respecto del tiempo de implementación, esta medida se encuentra en un Eje que considera medidas de Corto Plazo y Largo Plazo para el análisis y evaluación de nuevos SSCC. Se realizará un estudio de flexibilidad y la elaboración de una agenda de medidas para el perfeccionamiento al actual mercado de SSCC.
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	1. En relación al "Objetivo" se indica que el Ministerio va a "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". Al respecto se solicita aclarar: i. Si el Ministerio cuenta a la fecha con estudios que den cuenta de la factibilidad de estos servicios complementarios de reemplazo. ii. Si existe evidencia comparada que dé cuenta de la factibilidad de reemplazar los servicios complementarios con generación renovable o cero emisiones. iii. Cuáles serían las características de los servicios complementarios de reemplazo de "Inercia" y "Fortaleza de Red" que considera el Ministerio.	El Ministerio está realizando un estudio para evaluar las alternativas relacionadas con esta medida, por ello la medida apunta a revisar alternativas. Respecto de "Inercia" y "Fortaleza de Red" son propuestas que surgen del estudio del "Informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2023"

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	No se entiende la medida, considerando que las obligaciones de definir y caracterizar los SSCC necesarios en el sistema ya se encuentran establecidas y asignadas a las instituciones en la regulación.	La medida no modifica ni reasigna responsabilidades dentro del régimen actual, por ello se incluye al Coordinador y la CNE dentro de las instituciones responsables.
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	1. Como medida, se solicita robustecer el proceso de definición de Servicios Complementarios y aumentar la periodicidad del proceso.	Se acoge comentario, se ajusta redacción.
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	- En particular es importante realizar un análisis prospectivo de necesidades de servicios complementarios. En este sentido, el Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas que elabora anualmente el Coordinador debe considerar los requerimientos definidos en la norma técnica de servicios complementarios, en particular el Artículo 3-5, que establece: "El Coordinador deberá determinar la cuantía de los recursos técnicos asociados a un SC, esto es, aquella cantidad que permite cumplir con los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente. A estos efectos, el Coordinador deberá considerar en los Estudios SSCC las condiciones de operación del Sistema Eléctrico que requieran la prestación del respectivo SC, utilizando para ello datos obtenidos de sus registros, en tanto estos sean representativos para el dimensionamiento del recurso técnico asociado al respectivo SC. Para lo anterior, se deberán utilizar registros de al menos un año, considerando como máximo un desfase de 6 meses entre la fecha final de los registros y la fecha de publicación del estudio. Adicionalmente, para la realización de los Estudios SSCC podrá utilizar condiciones operativas en el horizonte de evaluación del respectivo estudio, cambios topológicos relevantes, entre otros." Se sugiere realizar las adecuaciones necesarias en la NT de SSCC de manera que los estudios de SSCC deban realizar un análisis prospectivo de necesidades de infraestructura para responder a variabilidad programada y no programada del sistema. Debe apuntarse a un rediseño estructural de este mercado y no sólo ajustes como se plantea en el Plan Hay que aprovechar las definiciones existentes para tener los recursos adecuados. Un ejemplo es cuando el servicio de control de tensión, mediante el cambio en la definición de requerimientos se pudo solucionar simultáneamente una necesidad de control de tensión y de inercia.	Muchas gracias por el análisis. La medida está dirigida al reconocimiento de características que sean necesarias de acuerdo a la políticas de largo plazo de descarbonización, es decir, características no reconocidas que desaparecerán con el retiro de centrales y que son necesarias para la operación del sistema. Por tanto, no considera el análisis de los atributos ya reconocidos en el mercado de servicios complementarios.
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	Actualmente la Norma Técnica de Servicios Complementarios incluye una definición de los servicios y sus categorías, para que luego el Coordinador Eléctrico Nacional en el informe de servicios complementarios defina los la cantidad requerida por el sistema eléctrico. Si se espera que el sistema se anticipe a los requerimientos considerando el retiro de centrales a carbón, se debe evaluar el requerimiento de estos servicios en el mediano plazo, permitiendo adelantarse a este escenario y que las tecnologías puedan realizar los acondicionamientos necesarios para prestar estos servicios. Por ejemplo, se revisan anualmente los requerimientos de control rápido de frecuencia, el que actúa en la misma ventana de tiempo que la inercia, pero hasta el momento se ha determinado que este servicio no es requerido ya se encuentra siendo presado por las centrales térmicas existentes. Cabe mencionar que el control rápido de frecuencia ha sido implementado en otras partes del mundo y ha permitido la incorporación de sistemas de almacenamiento por baterías. Existen otros tipo de atributos de flexibilidad que deben ser analizados y podrían ser implementados en el contexto de los servicios complementarios, como son las rampas de generación requeridas al tener una alta participación de generación solar. Específicamente, respecto a la definición de nuevos SSCC es necesario: (i) Incorporar embancamiento como SSCC y; (ii) Reducir tramitación para incorporar nuevos SSCC, que permita dar mayor flexibilidad y una capacidad de reacción adecuada desde la regulación para atender las necesidades del sistema eléctrico.	De acuerdo con el análisis respecto del tiempo de implementación, esta medida se encuentra en un Eje que considera medidas de Corto Plazo y Largo Plazo para el análisis y evaluación de nuevos SSCC. Se realizará un estudio de flexibilidad y la elaboración de una agenda de medidas para el perfeccionamiento al actual mercado de SSCC.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	La minería de Bitcoin ofrece importantes beneficios para los servicios complementarios del sistema eléctrico a través de tres capacidades fundamentales: INERCIA SINTÉTICA Y ESTABILIDAD DEL SISTEMA: Los centros de minería utilizan sistemas avanzados de electrónica de potencia que emulan el comportamiento inercial de las máquinas rotativas tradicionales, aportando estabilidad al sistema. ERCOT en Texas ha integrado granjas de minería que proporcionan 10-15% de inercia sintética al sistema, mientras que Riot Platforms en Rockdale aporta 750MW. Layer1 destaca por alcanzar tiempos de respuesta de apenas 100ms, superando la respuesta de generadores convencionales. Core Scientific y Foundry USA han implementado programas similares en Georgia y Nueva York respectivamente, demostrando la escalabilidad de esta solución. CONTROL Y REGULACIÓN DE FRECUENCIA: Las instalaciones mineras pueden realizar ajustes instantáneos de consumo, proporcionando una regulación de frecuencia más precisa que los métodos tradicionales. Bitfarms en Argentina ha logrado regular la frecuencia en menos de 200ms, mientras que Marathon en Montana proporciona 100MW de capacidad de regulación. Hive Blockchain en Suecia, Northern Data AG en Noruega y Compute North en Nebraska han desarrollado sistemas avanzados de control automático de frecuencia, demostrando la viabilidad técnica de esta solución en diferentes contextos y mercados. FORTALEZA Y ESTABILIZACIÓN DE RED: Los inversores inteligentes utilizados en la minería de Bitcoin mejoran significativamente la calidad de la energía en la red. Genesis Mining ha demostrado esto en las redes débiles de Islandia, mientras que Bitdeer fortalece redes en áreas montañosas de Bhutan. DMG Blockchain ha sido pionera en la estabilización de redes rurales en Canadá, y TeraWulf implementó sistemas de compensación reactiva en Pennsylvania. Greenidge Generation en Nueva York ha mostrado cómo estas tecnologías pueden mejorar la fortaleza local de la red. BENEFICIOS ADICIONALES: La flexibilidad en la demanda permite que los mineros ajusten su consumo según las necesidades del sistema. En Texas, durante eventos climáticos extremos, los mineros han demostrado poder reducir rápidamente su consumo, ayudando a prevenir apagones. El soporte a energías renovables es crucial, especialmente en países como Chile donde algunas empresas generadoras experimentan hasta un 40% de vertimiento. La minería puede absorber estos excesos de energía, mejorando la eficiencia del sistema. La estabilización de la red se logra mediante el ajuste rápido del consumo, contribuyendo al mantenimiento de la frecuencia y tensión del sistema, aspectos fundamentales para la confiabilidad de la red eléctrica	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	- En particular es importante realizar un análisis prospectivo de necesidades de servicios complementarios. En este sentido, el Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas que elabora anualmente el Coordinador debe considerar los requerimientos definidos en la norma técnica de servicios complementarios, en particular el Artículo 3-5, que establece: "El Coordinador deberá determinar la cuantía de los recursos técnicos asociados a un SC, esto es, aquella cantidad que permite cumplir con los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente. A estos efectos, el Coordinador deberá considerar en los Estudios SSCC las condiciones de operación del Sistema Eléctrico que requieran la prestación del respectivo SC, utilizando para ello datos obtenidos de sus registros, en tanto estos sean representativos para el dimensionamiento del recurso técnico asociado al respectivo SC. Para lo anterior, se deberán utilizar registros de al menos un año, considerando como máximo un desfase de 6 meses entre la fecha final de los registros y la fecha de publicación del estudio. Adicionalmente, para la realización de los Estudios SSCC podrá utilizar condiciones operativas en el horizonte de evaluación del respectivo estudio, cambios topológicos relevantes, entre otros." Se sugiere realizar las adecuaciones necesarias en la NT de SSCC de manera que los estudios de SSCC deban realizar un análisis prospectivo de necesidades de infraestructura para responder a variabilidad programada y no programada del sistema. Hay que aprovechar las definiciones existentes para tener los recursos adecuados. Un ejemplo es cuando el servicio de control de tensión, mediante el cambio en la definición de requerimientos se pudo solucionar simultáneamente una necesidad de control de tensión y de inercia.	Muchas gracias por el análisis. La medida está dirigida al reconocimiento de características que sean necesarias de acuerdo a la políticas de largo plazo de descarbonización, es decir, características no reconocidas que desaparecerán con el retiro de centrales y que son necesarias para la operación del sistema. Por tanto, no considera el análisis de los atributos ya reconocidos en el mercado de servicios complementarios.
Academia y Centros de Investigación	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	Con el crecimiento de las energías renovables, es necesario incorporar nuevos servicios, como la Inercia y Fortaleza de Red, para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Esto permitirá enfrentar los desafíos de la intermitencia y asegurar un suministro energético confiable en el futuro.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	Definir nuevos servicios complementarios es clave, pero podría ser lento adaptarse a todas las necesidades del sistema.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	Muy bien.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	Actualmente la Norma Técnica de Servicios Complementarios incluye una definición de los servicios y sus categorías, para que luego el Coordinador Eléctrico Nacional en el informe de servicios complementarios defina los la cantidad requerida por el sistema eléctrico. Si se espera que el sistema se anticipe a los requerimientos considerando el retiro de centrales a carbón, se debe evaluar el requerimiento de estos servicios en el mediano plazo, permitiendo adelantarse a este escenario y que las tecnologías puedan realizar los acondicionamientos necesarios para prestar estos servicios. Por ejemplo, se revisan anualmente los requerimientos de control rápido de frecuencia, el que actúa en la misma ventana de tiempo que la inercia, pero hasta el momento se ha determinado que este servicio no es requerido ya se encuentra siendo procesado por las centrales térmicas existentes. Cabe mencionar que el control rápido de frecuencia ha sido implementado en otras partes del mundo y ha permitido la incorporación de sistemas de almacenamiento por baterías. Existen otros tipo de atributos de flexibilidad que deben ser analizados y podrían ser implementados en el contexto de los servicios complementarios, como son las rampas de generación requeridas al tener una alta participación de generación solar. Específicamente, respecto a la definición de nuevos SSCC es necesario: (i) que los nuevos productos estén acompañados de nuevos mercados que permitan reflejar su costo, (ii) reducir tramitación para incorporar nuevos SSCC, que permita dar mayor flexibilidad y una capacidad de reacción adecuada desde la regulación para atender las necesidades del sistema eléctrico, y (iii) definir cómo se abordarán los requerimientos de red. Por ejemplo, a través de las licitaciones de SSCC, licitaciones del plan de expansión, etc.	De acuerdo con el análisis respecto del tiempo de implementación, esta medida se encuentra en un Eje que considera medidas de Corto Plazo y Largo Plazo para el análisis y evaluación de nuevos SSCC. Se realizará un estudio de flexibilidad y la elaboración de una agenda de medidas para el perfeccionamiento al actual mercado de SSCC.
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	Tener presente que los servicios complementarios deben definirse de forma generica, para que no sea necesario estar haciendo cambios reglamentarios o legales cada vez que se identifique uno. Además, se debe dejar claro la forma de remuneracion o las atribuciones institucionales que tendra cada actor del estado a la hora de definir finalmente la metodologia	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	Tener presente que los servicios complementarios deben definirse de forma generica, para que no sea necesario estar haciendo cambios reglamentarios o legales cada vez que se identifique uno. Además, se debe dejar claro la forma de remuneracion o las atribuciones institucionales que tendra cada actor del estado a la hora de definir finalmente la metodologia	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	Se sugiere que para la definición y caracterización de nuevos servicios se considere un análisis a partir de un estudio, que sea sometido a consulta pública, y que permita verificar la evaluación costo-beneficio de incorporación de nuevos servicios complementarios. En conjunto con lo anterior, se solicita que se evalúen las alternativas tecnológicas que pueden desempeñarlo, de forma tal que por cada una de estas alternativas existan requerimientos técnicos específicos que permitan al Coordinado la posibilidad de seleccionar y evaluar técnica y económicamente la mejor opción.	El Ministerio está realizando un estudio para evaluar las alternativas relacionadas con esta medida y la elaboración de una agenda de medidas para el perfeccionamiento al actual mercado de SSCC.
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	Con la entrada de grandes cantidades de renovables, el sistema comienza a experimentar la necesidad de nuevos servicios. Es importante la definición de, su adecuada remuneración y las señales de largo plazo en el mercado para que su financiamiento se materialice. Algunos de estos servicios están contemplados en el mecanismo de servicios complementarios más sin embargo no es suficiente ya que estos son de corto plazo. En el Estudio adjunto, identificamos 4 desafíos emergentes que deberán abordarse. Esos desafíos son (1) la adecuación de la capacidad, (2) la capacidad de rampa a corto plazo, (3) la capacidad de arranque de Black Start de la red y (4) la capacidad de inercia y de cortocircuito y se sugiere contemplar el mecanismo existente de licitación de Infraestructura (similar a la realizada en la Licitación de los condensadores sincrónicos) Para una discusión más profunda sobre estos desafíos, revise la Sección 1 del Estudio técnico adjunto de Wärtsilä y la Sección 2 donde se demuestra la tecnología óptima para proveer estos servicios. Navigating the Energy Transition in Chile, a reliability-focused approach	Efectivamente, ese es parte del objetivo de la medida. Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	Entre mass alternativas de tengan para engrentar fenomenos inusuales es mejor	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Otro	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	El pago de estos “nuevos” SSCC debe realizarse con métodos ya establecidos para evitar aumentar los costos sistémicos. Por ejemplo, una opción es vincular el aporte de Inercia a la Potencia de Suficiencia, modificando el pago hacia arriba o hacia abajo dependiendo del aporte efectivo de este atributo al SEN.	La inercia y la suficiencia del sistema son servicios que por naturaleza no están asociados al mismo atributo de la red. Sin embargo, la metodología de remuneración es parte de las definiciones que se deben realizar al momento de definir un nuevo servicio complementario, es decir, no está restringido a los mecanismos actuales.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	La Medida 27 plantea el objetivo de “Revisar alternativas de nuevos Servicios Complementarios que puedan dar cuenta de respuestas y fenómenos en el sistema que no pueden ser atendidos mediante los servicios definidos en la actualidad”. Si bien esto va en la dirección correcta, es extremadamente conservador y no se hace cargo de la urgencia de incorporar en el Sistema Eléctrico a la brevedad, todas aquellas tecnologías maduras que prestan servicios de estabilidad, seguridad, desplazamiento horario, entre otros; para la operación de sistemas basados en fuentes de Energía Renovable Variable (ERV), tales como convertidores síncronos, convertidores formadores de red (grid forming), sistemas de almacenamiento, entre otros. Proponemos no solo definir y caracterizar estos servicios habilitantes para la operación de sistemas no fósiles, sino promover su integración al sistema en el más corto plazo, mediante regulación clara sobre sus estándares técnicos y económicos de calidad, cantidad, localización y remuneración. La transición energética hacia sistemas eléctricos sustentables y resilientes es un imperativo global para enfrentar el cambio climático. El Ministerio de Energía en coherencia con la meta vinculante de carbono neutralidad para el año 2050, debe establecer metas para la carbono-neutralidad en la generación eléctrica para el año 2050 y alcanzar un 80% de participación de energías renovables al 2030. Este proceso implica un reemplazo masivo de generación convencional por energías renovables variables (ERV), lo que plantea desafíos importantes, especialmente en términos de la operación estable segura y confiable del Sistema Eléctrico Nacional SEN. En este escenario, la transición hacia un sistema eléctrico sustentable y resiliente exige la adopción de nuevos paradigmas de operación, y por tanto desarrollar estrategias innovadoras para robustecer la red, con el objetivo de asegurar una operación segura y estable del SEN, bajo escenarios de alta penetración de ERV. Recientemente el Coordinador Eléctrico ha licitado el servicio de condensadores síncronos para la estabilidad del sistema eléctrico, no obstante un estudio del Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) mostró que en términos técnicos y económicos lo más eficiente y competitivo para los requerimientos definidos era un sistema híbrido de condensadores síncronos y de convertidores grid forming para prestar los servicios de estabilidad requeridos. Por esta razón proponemos a más tardar durante 2025, la elaboración de una norma que de cuenta de los servicios de estabilidad, seguridad, desplazamiento horario, etc. para la operación de sistemas eléctricos basados en ERV, sus estándares técnicos y económicos, los criterios de localización y remuneración, para su integración ordenada y eficiente al Sistema Eléctrico Nacional.	Las medidas asociadas al Eje 4 Sistema de Almacenamiento Eléctrico Seguro y Flexible en un contexto altamente renovable se refieren a los Sistemas de Almacenamiento y tecnología Flexible, en concordancia con lo expresado en la observación respecto de la definición específica sobre nuevas tecnologías.
Sector Privado	Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo	Nos parece pertenece avanzar con esta medida. A modo de ejemplo, la implementación del Control Rápido de Frecuencia de la mano de los 3 GW de BESS que se encontrarán en operación durante el 2026, puede disminuir el requerimiento de control primario de frecuencia y por ende los costos laterales que se producen por prestar este servicio con centrales convencionales.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 28. Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios	Existe un alto interés en que los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) aporten flexibilidad y resiliencia al sistema eléctrico, lo que ha impulsado cambios regulatorios que aclaren como será la participación de los SAE en los mercados eléctricos. Estos sistemas cuentan con dos estados principales: el de carga -en que el SAE retira energía de la red- y el de descarga -que permite inyectar la energía almacenada en otro momento, buscando un beneficio técnico y económico para el sistema eléctrico-. En ambos estados, el SAE modifica la demanda para la red (en modo carga aumenta la demanda y en modo descarga le resta, respecto del valor neto sistémico), por lo que, considerando que la medida busca habilitar la participación de la demanda en los mercados eléctricos, estos son, energía, potencia y SSCC, esta resulta una gran oportunidad para permitir y regular también la participación de los SAE, por ejemplo, mediante su capacidad de respuesta de demanda. En base a lo mencionado, se sugiere expandir la revisión y evaluación, tanto a nivel legal como regulatorio, de las condiciones habilitadoras para la participación de los SAE como demanda, en los mercados de energía, potencia y SSCC, basándose en su capacidad de respuesta de demanda.	Las definiciones de operación de los Sistemas de Almacenamiento están siendo abordadas en el eje 4 Sistema eléctrico seguro y flexible en un contexto altamente renovable en concordancias con las modificaciones del reglamento DS125. La posibilidad de integrar la respuesta de demanda como un servicio de flexibilidad está siendo abordada en la medida 19, incorporando necesidades técnicas y normativas para su participación.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 28. Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios	La medida contempla la participación de la demanda a través de algunos SSCC y a través de nuevas figuras como Agregador o Comercializador. Aunque la revisión de mecanismos actuales y las figuras van en la misma línea, son procesos que pueden ocurrir de forma paralela y en plazos diferentes. Sería recomendable separar esta medida en dos, por un lado la revisión de las formas de participación que ya existen y que no se utilizan, a plazo 2025; y por el otro establecer nuevas figuras, con su respectivo cambio a la LGSE, a plazo 2027.	Durante el año 2022 y 2023 el Coordinador realizó una licitación de Cargas Interrumpibles en la cual la demanda podía participar a través de un Agregador, pero ambas licitaciones fueron declaradas desiertas. Por ello es que la evaluación propuesta contempla un revisión global de la participación de la demanda en estos mercados y no una separación por agente representante, dado que se observa una falta de incentivos a la participación. La posibilidad de integrar la respuesta de demanda como un servicio de flexibilidad está siendo abordada en la medida 19, incorporando necesidades técnicas y normativas para su participación.
Sociedad Civil y ONGs	Medida 28. Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios	Se recomienda incluir como medida adicional tarifas flexibles para clientes regulados (que sean establecidas por la autoridad para que no dependan de la iniciativa de cada distribuidora eléctrica). De esta manera, los usuarios regulados pueden aportar flexibilidad al sistema (incluso antes de que se creen las figuras del "agregador" y/o "comercializador"). Lo anterior, en un escenario en que el número de vehículos eléctricos significativamente en los próximos años. Los vehículos eléctricos como recursos energéticos distribuido tienen bastante flexibilidad. Es mejor que sea una medida por sí sola el incorporar tarifas flexibles en el corto plazo.	El alcance del plan es a corto-mediano plazo, con foco en 2030. Centrado en el Sistema Eléctrico Nacional, específicamente el mercado mayorista, en coherencia con la visión a largo plazo de las metas establecidas en nuestra Política Energética Nacional.
Sector Privado	Medida 28. Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios	1. Falta aclarar si se incluirán incentivos para habilitar la demanda, por ejemplo para el uso de medidores inteligentes.	El alcance del plan es a corto-mediano plazo, con foco en 2030. Centrado en el Sistema Eléctrico Nacional, específicamente el mercado mayorista, en coherencia con la visión a largo plazo de las metas establecidas en nuestra Política Energética Nacional. Sin embargo, la medida 19. Adecuar y mejorar el mercado de Servicios Complementarios para una operación eléctrica segura y eficiente en un escenario de descarbonización considera evaluar los costos, beneficios, barreras de entrada y condiciones habilitantes necesarias para incentivar la participación de la demanda en el mercado de SSCC. Esto incluye tanto aspectos legales, mediante la incorporación de figuras como los agregadores o comercializadores, como aspectos técnicos y normativos, a ser abordados en los reglamentos y procedimientos correspondientes.
Sector Privado	Medida 28. Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios	La minería de Bitcoin como Catalizador en la Descarbonización y Mercados Energéticos: CAPACIDADES Y BENEFICIOS EN DESCARBONIZACIÓN: Integración con Energías Renovables: - Absorción de excedentes: La minería puede consumir hasta el 40% de energía que normalmente sería vertimiento en parques solares y eólicos - Estabilización de la generación intermitente: Actúa como carga base ajustable para compensar la variabilidad de las renovables - Viabilidad económica: Mejora el retorno de inversión de proyectos renovables al garantizar un consumo constante - Ejemplo: En Chile, donde el vertimiento solar alcanza hasta 40% en ciertas regiones, la minería podría aprovechar este excedente Flexibilidad Operacional: - Respuesta instantánea: Capacidad de ajuste desde 2000MW (Quebec) hasta pequeñas variaciones según necesidad - Ubicación estratégica: Instalación cercana a fuentes renovables para minimizar pérdidas de transmisión - Optimización de recursos: Aprovechamiento de energía en horas valle y reducción en horas pico BENEFICIOS PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: Aceleración de Proyectos Renovables: - Viabilidad económica mejorada para nuevos proyectos - Reducción del riesgo de inversión en renovables - Ejemplo: Marathon en Montana combina minería con nuevo parque solar de 500MW Estabilidad del Sistema: - Servicios auxiliares para redes con alta penetración renovable - Regulación de frecuencia y voltaje - Inercia sintética para reemplazar generadores térmicos - Ejemplo: Riot en Texas proporciona 750MW de servicios de estabilidad MODELO DE NEGOCIO SOSTENIBLE: Beneficios Económicos: - Ingresos por servicios de red - Optimización de costos energéticos - Valorización de excedentes renovables - Ejemplo: Hut 8 en Alberta genera 20% de ingresos adicionales por servicios de red Beneficios Ambientales: - Reducción de emisiones por desplazamiento de generación térmica - Mejora en el factor de planta de renovables - Disminución de vertimientos de energía limpia - Ejemplo: Bitfarms utiliza 100% energía hidroeléctrica en Argentina CONSIDERACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN: Marco Regulatorio Verde: - Incentivos para uso de energías renovables - Certificación de origen de energía - Estándares de eficiencia energética - Ejemplo: Texas implementó normativas específicas para minería verde Infraestructura y Tecnología: - Sistemas avanzados de control y monitoreo - Infraestructura de transmisión adecuada - Tecnologías de respuesta rápida - Ejemplo: CleanSpark desarrolló sistemas de optimización energética Planificación Estratégica: - Coordinación con operadores de red - Desarrollo de capacidades locales - Integración con planes de expansión renovable - Ejemplo: Core Scientific coordina con operadores para maximizar uso de renovables La minería de Bitcoin, al proporcionar flexibilidad y demanda controlable, se convierte en un facilitador clave para la transición hacia una matriz energética descarbonizada, ofreciendo soluciones prácticas para los desafíos de intermitencia y estabilidad asociados con las energías renovables. Su capacidad para absorber excedentes y proporcionar servicios de red la convierte en un aliado estratégico en la lucha contra el cambio climático y la transformación del sector energético	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 28. Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios	Implementar mecanismos como agregadores y evaluar nuevos servicios, como la modificación o desconexión de carga, puede optimizar el uso de la infraestructura y mejorar la estabilidad de la red.	Gracias por su observación concordante con la medida y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 28. Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios	Incluir la demanda en el mercado es genial para la flexibilidad, pero podría ser difícil para algunos consumidores entender cómo participar.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 28. Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios	Bajo un esquema de programación vinculante (DAM), toma demasiada relevancia los pronósticos, que en este caso corresponderán a la demanda, por lo que se debe tener un sistema que capture de forma correcta los pronósticos de demanda (consumo) que tendrán los actores en sistema y que sean capaces de hacerse cargo también de sus desviaciones. Para esto debe definirse un umbral de aceptación de estos pronósticos debido a la gran cantidad de actores y el tamaño que estos representan en la demanda horaria.	Las definiciones relativas a una etapa financieramente vinculante serán tratadas en el desarrollo de la medida 23. Además, el plan considera como brecha los desafíos para la coordinación del despacho: La variabilidad e incertidumbre de la generación renovable exige sistemas de pronóstico y herramientas de optimización más sofisticadas. Esto implica mayores capacidades para prever el despacho y predespacho, lo que impone mayores exigencias al Coordinador Eléctrico Nacional.
Sector Privado	Medida 28. Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios	Bajo un esquema de programación vinculante (DAM), toma demasiada relevancia los pronósticos, que en este caso corresponderán a la demanda, por lo que se debe tener un sistema que capture de forma correcta los pronósticos de demanda (consumo) que tendrán los actores en sistema y que sean capaces de hacerse cargo también de sus desviaciones. Para esto debe definirse un umbral de aceptación de estos pronósticos debido a la gran cantidad de actores y el tamaño que estos representan en la demanda horaria.	Las definiciones relativas a una etapa financieramente vinculante serán tratadas en el desarrollo de la medida 23. Además, el plan considera como brecha los desafíos para la coordinación del despacho: La variabilidad e incertidumbre de la generación renovable exige sistemas de pronóstico y herramientas de optimización más sofisticadas. Esto implica mayores capacidades para prever el despacho y predespacho, lo que impone mayores exigencias al Coordinador Eléctrico Nacional.
	Medida 28. Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios	Se solicita que el Ministerio considere que un punto clave para la participación de la demanda en la prestación de servicios complementarios es la definición del agregador, y las responsabilidades que este tenga ante el Coordinador para la prestación de los servicios. Asimismo, se sugiere que previo a una modificación, se realice un estudio que permita ser un insumo para las discusiones legales y reglamentarias, según corresponda.	Gracias por su observación concordante con la medida y el interés en participar de esta consulta pública.
Otro	Medida 28. Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios	Se debe cuidar que este mecanismo no genere un subsidio de los clientes más pobres hacia los más ricos, como ocurre con esquemas de GD de Net-Metering (al tener precio igual de venta que de inyección, la distribuidora no recupera el costo de Tx ni de Dx, teniendo que modificar el VAD, afectando a los clientes de menores recursos). Esto ocurrirá dado que los clientes libres más grandes primero, y luego los regulados con estudios en la materia, entrarán antes y de lleno a este nuevo mercado, aumentando los costos sistémicos generales que deberán ser desembolsados por todos los clientes del país.	Se tomarán los resguardos necesarios para una correcta regulación. Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	1. En relación al “Objetivo” Guacolda hace presente que la medida debe hacerse cargo además de las desviaciones en la demanda que generan incertidumbre y afectan la programación y operación del sistema; y que la incorporación de más fuentes variables aumentará los riesgos de desviaciones e incertidumbres (es “inherente” a este tipo de generación, según señala el propio Ministerio).	Agradecemos la observación y la sugerencia formulada.
Sector Privado	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	En el ámbito de esta medida, se sugiere explorar mejoras en la modelación de las tasas de toma de carga, para una programación con mejor seguimiento se carga interhoraria, de tal forma que no se sobreestime la necesidad de reservas para control de frecuencia.	Gracias por su observación. La nueva medida 20 abarca la transición a una mayor granularidad en la operación que permita capturar de mejor manera el dinamismo del sistema, lo cual tiene como consecuencia una mejor estimación de las necesidades de reservas.
Sector Privado	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	1. Falta especificar de qué manera se incorporarán los requerimientos de rampa flexible.	Gracias por su observación. La evaluación de requerimientos de rampa flexible forma parte de la nueva medida 19, en la revisión de la definición de servicios vigentes y la necesidad de definir nuevos servicios complementarios. En ese sentido, queda abordado de forma general en dicha medida. La metodología bajo la cual se realice queda fuera del alcance del plan de descarbonización.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	<p>- La Norma Técnica de GNL establece en el Título 5-4 requerimientos para la actualización del Estudio GNL y revisión del estado del SEN. Por su parte, el Título 5-5 establece los requerimientos para la programación de la Operación de Unidades con GNL Inflexible y el Título 5-2 establece los requerimientos para que el Coordinador elabore el Estudio GNL. En la práctica se han observado diversos desafíos asociados a la gestión de la norma técnica de GNL. En la medida que la transición energética avanza, se retiran unidades a carbón, y aumenta la dependencia del clima en la demanda y activos de generación, algunos requerimientos de la norma técnica de GNL pueden establecer barreras para una adecuada gestión de los recursos con objetivos de operación económica y segura del sistema. En este contexto, se sugiere: "Agregar entre los instrumentos a revisar que se han considerado en la Medida 29 a la Norma Técnica de GNL de manera que esta pueda responder de manera apropiadamente a los desafíos de gestión de GNL bajo incertidumbre."</p> <p>- En el ámbito de esta medida, se sugiere explorar mejoras en la modelación de las tasas de toma de carga, para una programación con mejor seguimiento se carga interhoraria, de tal forma que no se sobreestime la necesidad de reservas para control de frecuencia.</p>	Gracias por su observación. El rol y la temporalidad necesaria de generación eléctrica con gas natural del en el contexto de transición energética es materia de análisis y forma parte del estudio dispuesto en la nueva medida 25. Respecto a la toma de carga, la medida 20 abarca la transición a una mayor granularidad en la operación que permita capturar de mejor manera el dinamismo del sistema, lo cual tiene como consecuencia una mejor estimación de las necesidades de reservas.
Sector Privado	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	<p>- La Norma Técnica de GNL establece en el Título 5-4 requerimientos para la actualización del Estudio GNL y revisión del estado del SEN. Por su parte, el Título 5-5 establece los requerimientos para la programación de la Operación de Unidades con GNL Inflexible y el Título 5-2 establece los requerimientos para que el Coordinador elabore el Estudio GNL. En la práctica se han observado diversos desafíos asociados a la gestión de la norma técnica de GNL. En la medida que la transición energética avanza, se retiran unidades a carbón, y aumenta la dependencia del clima en la demanda y activos de generación, algunos requerimientos de la norma técnica de GNL pueden establecer barreras para una adecuada gestión de los recursos con objetivos de operación económica y segura del sistema. En este contexto, se sugiere: "Agregar entre los instrumentos a revisar que se han considerado en la Medida 29 a la Norma Técnica de GNL de manera que esta pueda responder de manera apropiadamente a los desafíos de gestión de GNL bajo incertidumbre."</p> <p>- En el ámbito de esta medida, se sugiere explorar mejoras en la modelación de las tasas de toma de carga, para una programación con mejor seguimiento se carga interhoraria, de tal forma que no se sobreestime la necesidad de reservas para control de frecuencia.</p>	Gracias por su observación. El rol y la temporalidad necesaria de generación eléctrica con gas natural del en el contexto de transición energética es materia de análisis y forma parte del estudio dispuesto en la nueva medida 25. Respecto a la toma de carga, la medida 20 abarca la transición a una mayor granularidad en la operación que permita capturar de mejor manera el dinamismo del sistema, lo cual tiene como consecuencia una mejor estimación de las necesidades de reservas.
Sector Privado	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	1.- Dado el rol relevante que mencionan sobre el gas natural, es necesaria una mayor flexibilidad para considerar la disponibilidad de las centrales a gas en la programación de la operación (por ejemplo considerar el gas interrumpible que tiene mayor certeza), junto a mejoras en la optimización y hacer seguimiento del recurso disponible. También podría haber una medida que busque que la industria del gas flexibilice los horarios de solicitud de gas e incentive medidas que permitan un mejor poder de gestión del mismo.	Gracias por su observación, se realizan ajustes en la medida 25 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización.
Academia y Centros de Investigación	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	Me parece fundamental mejorar las herramientas de programación del sistema eléctrico para manejar de forma eficiente la alta penetración de energías renovables variables.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Ajustar la programación para manejar la incertidumbre suena bien, pero requiere mucha coordinación y recursos.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	1) Dado el rol relevante que mencionan sobre el gas natural, es necesaria una mayor flexibilidad para considerar la disponibilidad de las centrales a gas en la programación de la operación (por ejemplo considerar el gas interrumpible que tiene mayor certeza), junto a mejoras en la optimización y hacer seguimiento del recurso disponible. También podría haber una medida que busque que la industria del gas flexibilice los horarios de solicitud de gas e incentive medidas que permitan una mejor gestión del mismo.	Gracias por su observación, se realizan ajustes en la medida 25 de la versión definitiva del Plan de Descarbonización.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	1. La incertidumbre de la programación del día anterior debe abordarse con reprogramaciones que consideren información más actualizada. El horizonte rodante debe ser lo suficientemente amplio como para captar oportunidades futuras de corto plazo. 2. La construcción del procedimiento de reprogramación requerirá un periodo de transición y aprendizaje en que la interacción con propietarios de sistemas de almacenamiento será fundamental 3. Se deberán considerar condiciones especiales de operación de sistemas de almacenamiento como, por ejemplo, la una opción de descarga en el caso que quede una unidad de almacenamiento quede fuera de orden mérito por tiempo prolongado.	Las sugerencias se encuentran abordadas en otros instrumentos regulatorios adicionales al Plan de Descarbonización. La NT de Coordinación y Operación actualmente contempla, en el proceso de programación intradiaria, una actualización de la información disponible en caso de que ocurran determinados eventos en la operación. Por su parte, la propuesta modificatoria al Reglamento de Coordinación y Operación DS 125, cuya consulta pública finalizó el 11 de julio de 2025, considera otras etapas para la actualización del costo de oportunidad de sistemas de almacenamiento, con el objetivo de realizar una gestión más adecuada de los recursos disponibles.
Sector Privado	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	Si bien es relevante aumentar la granularidad, enfocarse solo en eso como "la solución" es un error, también podría evaluarse la posibilidad de disminuir el periodo de visualización del programa de operación o realizar aun mas simplificaciones al final del periodo, ya que al aumentar la granularidad tambien aumentan las variables de decision que tendra el modelo a la hora de resolver el problema matematico, y si ya hoy en dia es dificil en ocasiones la convergencia, ante mayor numero de variables esto podria no terminar. Quizas la realizacion de una modelacion intermedia a la que existe hoy en dia en donde el PLP visualiza 2-3 años (obteniendo condicion de borde de la primera semana), que se traspasa al Plexos para el programa diario, podria incluirse una programacion con plexos para 3 o 4 meses y que sea este quien traspase cotas y no valor del agua a la programacion diaria, todo esto dado que el PLP determina mejor valores del agua en periodos extensos, pero no logra capturar la intertemporalidad de periodos mas cortos	Gracias por la observación. Al momento de implementar la medida se evaluarán todas las consideraciones necesarias para plantearla como un proceso de mejora a programación de la operación, entre ellas la observación enviada.
Sector Privado	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	Si bien es relevante aumentar la granularidad, enfocarse solo en eso como "la solución" es un error, también podría evaluarse la posibilidad de disminuir el periodo de visualización del programa de operación o realizar aun mas simplificaciones al final del periodo, ya que al aumentar la granularidad tambien aumentan las variables de decision que tendra el modelo a la hora de resolver el problema matematico, y si ya hoy en dia es dificil en ocasiones la convergencia, ante mayor numero de variables esto podria no terminar. Quizas la realizacion de una modelacion intermedia a la que existe hoy en dia en donde el PLP visualiza 2-3 años (obteniendo condicion de borde de la primera semana), que se traspasa al Plexos para el programa diario, podria incluirse una programacion con plexos para 3 o 4 meses y que sea este quien traspase cotas y no valor del agua a la programacion diaria, todo esto dado que el PLP determina mejor valores del agua en periodos extensos, pero no logra capturar la intertemporalidad de periodos mas cortos	Gracias por la observación. Al momento de implementar la medida se evaluarán todas las consideraciones necesarias para plantearla como un proceso de mejora a programación de la operación, entre ellas la observación enviada.
	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	Pareciera que la medida apunta a incorporar más restricciones al modelo de programación de la operación En ese contexto, no se requiere una modificación al DS 125/2017, sino que esto sea incorporado en la norma técnica de coordinación y operación, que es el instrumento que regulatoriamente debiese incorporar este nivel de detalle.	Gracias por su observación. En este contexto, la nueva medida 20 incorpora en sus instrumentos a la norma técnica atingente.
Sector Privado	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	Los mercados más avanzados con altas concentraciones de energías renovables no convencionales (ERNc) tienen períodos de settlement de mercado de 5 a 15 minutos. Este cambio incentivará a los participantes del mercado a generar con activos más dinámicos, capaces de arrancar o aumentar muchas veces al día. Estos cortos períodos de liquidación pueden crear una variabilidad que también debe gestionarse con suficientes reservas primarias, secundarias y terciarias. El almacenamiento contribuirá gran parte de esta capacidad de rampa, pero el gas altamente eficiente y flexible contribuirá una cobertura contra el uso excesivo de agua durante las estaciones secas. Más detalles están disponibles en el Estudio técnico adjunto de Wartsilä. Navigating the Energy Transition in Chile, a reliability-focused approach	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se evaluará considerar el referido estudio al momento de implementar la propuesta.
Otro	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	Dados los requerimientos impuestos vía KPI desde la Comisión Nacional de Energía hacia el CEN, medidas como esta deberán venir acompañadas de asignaciones presupuestarias para mejorar elementos como servidores de cómputo, dotación de profesionales, desarrollo de proyectos in-house (y bajo ninguna circunstancia subcontratados) y automatización de procesos. Recordar que algunos modelos están sujetos a softwares privativos (como PLEXOS) no enfocados en la realidad chilena, lo que impide en ciertos aspectos la innovación en soluciones de calidad.	Gracias por su observación. Toda medida, atingente a funciones adicionales que deba realizar el Coordinador Eléctrico Nacional, y que se encuentre dispuesta en un cuerpo regulatorio tiene la relevancia suficiente para gatillar un aumento en su presupuesto.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Los clientes mineros presentan un gran interés por la figura de los sistemas de generación-consumo, frente al aumento de los costos por electricidad. En torno a esta temática, existen pocas certezas respecto a la operación de estos sistemas -sobre todo si son diseñados on-grid-. Considerando el interés de diversos clientes en esta nueva figura, se sugiere definir, de forma detallada en el Reglamento de Coordinación de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional, los aspectos operacionales de los sistemas generación-consumo. Por otro lado, con respecto a la operación de los sistemas de almacenamiento, es relevante poder regular el detalle de la operación de estos sistemas cuando se originan como una obra de transmisión, y a la vez son sobredimensionados para prestar otros servicios, a costo del propietario. Además, en el caso de los sistemas de almacenamiento que son parte del sistema de transmisión, es relevante definir claramente cuáles son los componentes de dicho SAE, con el fin de tener claridad de cuál es su punto de conexión a la red y, además, resguardar que cumpla con las condiciones requeridas en la licitación del equipo en su punto de conexión. Es por ello que se propone que el punto de conexión sea la barra de Alta Tensión (AT) del sistema de transmisión, y que todo lo que esté aguas abajo de ella -como los transformadores elevadores, entre otros-, sea parte del sistema de almacenamiento. De esta manera se asegura que el sistema pueda entregar el servicio requerido, ya que ningún tercero se podrá conectar en algún punto aguas abajo de la barra de AT.	Gracias por su observación. Respecto al primer y segundo punto, parte de la nueva medida 20 se enfoca en el compromiso de definiciones operacionales para ambos esquemas (Sistemas de Almacenamiento de Energía y Sistemas de Generación-consumo). Las precisiones generales se abordan en las modificaciones propuestas al reglamento de Coordinación de la Operación (DS125), mientras que las específicas en la respectiva norma técnica.
Sector Privado	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	1) Dentro de las definiciones relativas a la operación de sistemas de almacenamiento, se sugiere incorporar reglas que permitan asegurar que distintos sistemas de almacenamiento pero con ubicaciones, características y órdenes de despacho económico similares perciban ingresos equitativos, pese a que en la práctica puedan estar siendo despachados de maneras disímiles, generando ingresos spot diferentes. 2) Se sugiere agregar al Reglamento de Coordinación de la Operación del SEN que un sistema de almacenamiento pueda ser parte de la configuración del proyecto generación-consumo de forma complementaria.	Gracias por su observación. Parte de la nueva medida 20 se enfoca en el compromiso de definiciones operacionales para ambos esquemas (Sistemas de Almacenamiento de Energía y Sistemas de Generación-consumo). Así, las precisiones generales se abordan en las modificaciones propuestas al reglamento de Coordinación de la Operación (DS125), mientras que las específicas en la respectiva norma técnica. La observación se enmarcan dentro de los análisis realizados en dichas instancias.
Sector Privado	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	1. Si el modelo de despacho de las baterías deja de ser de auto despacho, ¿cómo afectaría a las inversiones que ya se han ejecutado en baterías? 2. ¿Cómo afectaría un posible cambio en la definición de los "sistemas de generación-consumo", que actualmente se está tramitando en el DS125 de Coordinación y Operación?	Gracias por su observación. Parte de la nueva medida 20 se enfoca en el compromiso de definiciones operacionales para ambos esquemas (Sistemas de Almacenamiento de Energía y Sistemas de Generación-consumo). Así, las precisiones generales se abordan en las modificaciones propuestas al reglamento de Coordinación de la Operación (DS125), mientras que las específicas en la respectiva norma técnica. Las preguntas planteadas se enmarcan en dichas instancias. Cabe destacar que la definición de SGC se encuentra a nivel legal, por lo cual un instrumento reglamentario no tiene la facultad de cambiarla.
Sector Privado	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	En la actualidad, no existen reglas detalladas para la planificación de la operación para BESS diferente a lo establecido en el Decreto 125. La modificación normativa en esta materia ha tomado aún no se ha cerrado en un proceso conducido por el Ministerio. Es necesaria la mayor claridad posible en las reglas de operación de los Sistemas de Almacenamiento, considerando la penetración y congestiones de BESS que se esperan desde el presente año en adelante.	Gracias por su observación. Parte de la nueva medida 20 se enfoca en el compromiso de definiciones operacionales para ambos esquemas (Sistemas de Almacenamiento de Energía y Sistemas de Generación-consumo). Así, las precisiones generales se abordan en las modificaciones propuestas al reglamento de Coordinación de la Operación (DS125), mientras que las específicas en la respectiva norma técnica. Las preguntas planteadas se enmarcan en dichas instancias.
Sector Privado	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	Incorporar medida específica de cálculo de costo de oportunidad para los sistemas de almacenamiento. Entendemos que la referencia a generación - consumo es pensando que estos nuevos usuarios podrían conectarse tanto a proyectos híbridos como a stand alone para sus fines industriales.	Gracias por su observación. Parte de la nueva medida 20 se enfoca en el compromiso de definiciones operacionales para ambos esquemas (Sistemas de Almacenamiento de Energía y Sistemas de Generación-consumo). Así, las precisiones generales se abordan en las modificaciones propuestas al reglamento de Coordinación de la Operación (DS125), mientras que las específicas en la respectiva norma técnica. Las preguntas planteadas se enmarcan en dichas instancias.
Academia y Centros de Investigación	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	Es crucial brindar certidumbre a los inversores para asegurar el éxito de la descarbonización y optimizar la operación del sistema eléctrico.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	Esta bueno la medida que se propone	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Es importante tener reglas claras sobre almacenamiento y generación, pero definirlas bien puede ser complicado.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	No se debe dejar fuera el almacenamiento de fuentes de energía no eléctrica, como el gas natural y posteriormente el amoníaco verde. Entendemos la gran inversión que se está realizando en el almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías para estos casos. Sin embargo, surge nuevamente la interrogante de quién asumirá el importante costo que supone dicha inversión respecto a otras alternativas, y no olvidar cuantificar los impactos medioambientales que genera la producción y fabricación de estas baterías para el medio ambiente, así como la gestión de residuos posteriores de las mismas. Finalmente, destacamos la importancia de evaluar los proyectos como oportunidades de descarbonización y energías renovables desde una perspectiva integral. Esto requiere analizar si las nuevas tecnologías generan emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de toda su cadena de valor y fabricación, considerando casos específicos como la producción de baterías o el uso significativo de agua en la generación de otros combustibles verdes.	Gracias por su observación. Inicialmente, para que las iniciativas mencionadas sean consideradas como Sistemas de Almacenamiento de Energía deben cumplir con los requerimientos regulatorios vigentes. Respecto a los siguientes elementos de la observación, estos quedan fuera del alcance del segmento operacional del plan de descarbonización.
Sector Privado	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	Es importante habilitar a los sistemas de generación- consumo para que puedan prestar servicios complementarios y entregar un aporte de flexibilidad al sistema. Un recurso extra fomentaría la competencia, ya sea participando de manera individual o a través de un agregador.	Gracias por su observación. Los tópicos relacionados a los Servicios Complementarios se desarrollan en la nueva medida 19.
Sector Privado	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	Considerar los comentarios relacionados a sistemas de almacenamiento y sistemas generación-consumo que realizó Generadoras de Chile durante el proceso de la modificación del Reglamento de Coordinación y Operación el 26 de abril de 2024. (link de presentación)	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Los comentarios fueron evaluados con ocasión del reglamento referido.
Sector Privado	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	Es fundamental avanzar a la brevedad posible en la bajada reglamentaria referente a la operación de sistemas de los almacenamiento y a la operación de los Sistemas Generación- Consumo (SGC) para dar así mayor certidumbre a la futuras inversiones en esta materia. Es importante que se permita que los SGC puedan incorporar sistemas de almacenamiento y que éstos se encuentren habilitados para la autogestión de su energía detrás del medidor.	Gracias por su observación. En ese contexto, parte de la nueva medida 20 precisamente se enfoca en el compromiso de definiciones operacionales para ambos esquemas (Sistemas de Almacenamiento y Sistemas de Generación-consumo), tanto a nivel reglamentario como normativo.
	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	Un punto relevante que debe ser considerado en este análisis por parte del Ministerio de Energía, es el efecto que podrían tener los sistemas generación-consumo en los pagos que deben realizar las empresas que realizan retiros del sistema eléctrico, como así también los pagos por otras partidas, tales como los costos de transmisión, que deben hacer los clientes finales.	Gracias por su observación. Los análisis a considerar son parte del proceso de modificaciones al DS N°125, en el marco de la medida 20 nueva.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	El almacenamiento de energía es esencial para mantener una matriz eléctrica en descarbonización. Mas, sin embargo, no es una solución totalmente completa o suficiente. Se requiere adicionalmente una tecnología que aborde los temas como el de estacionalidad o periodos largos de sequias los cuales pueden ser servidos por plantas a gas flexibles. En realidad, es la combinación de ambas tecnologías, almacenamiento y plantas a gas flexible, la que cubre todos los servicios complementarios necesarios para soportar las fluctuaciones de corta y larga duración del sistema. Más detalles están disponibles en el Estudio técnico adjunto de Wärtsilä. Navigating the Energy Transition in Chile, a reliability-focused approach	El rol de distintas tecnologías en la descarbonización de la matriz está siendo abordado de manera transversal en el plan de descarbonización, complementando el uso de sistemas de almacenamiento de energía con la participación de otras tecnologías.
Otro	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	Esta medida debe venir aparejada de mayores exigencias técnicas a la conexión de proyectos de almacenamiento, ya sean de gran o pequeña escala, en particular relativos a la reportabilidad y disponibilidad de señales.	Gracias por su observación. Parte de la nueva medida 20 se enfoca en el compromiso de definiciones operacionales para ambos esquemas (Sistemas de Almacenamiento de Energía y Sistemas de Generación-consumo). Así, las precisiones generales se abordan en las modificaciones propuestas al reglamento de Coordinación de la Operación (DS125), mientras que las específicas en la respectiva norma técnica. La observación se enmarca dentro de las últimas.
Sector Privado	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	1.- Si bien es necesario mejorar el monitoreo de la generación distribuida de manera urgente, debería buscarse a través de este Plan corregir las distorsiones actuales del esquema de PMGs y PMGDs. Además, se solicita clarificar lo declarado en el ítem 2 " Modificar el artículo 3-45 relacionado a los recortes de energía en las centrales de generación.". ¿Se refiere a que los PMGs y PMGDs serán considerados para todos los recortes, al igual que el resto de las generadoras?	Medidas de monitoreo y control son parte de los ejes de trabajo de la actual modificación del Reglamento Para Medios De Generación De Pequeña Escala D.S. 88. El artículo al cual se hace referencia se encuentra contenido en el Título 3-8 de la Norma Técnica De Conexión Y Operación De PMGD En Instalaciones De Media Tensión, específicamente a las medidas ante congestión en transmisión zonal donde se indican las condiciones bajo las cuales los PMG y PMGD son considerados en los recortes. Sin embargo, la medida se reestructura en la versión final del Plan, con el objetivo de enfatizar en la necesidad de fortalecer la integración de los PMGD al sistema eléctrico, mediante el uso de herramientas de monitoreo y control que mejoren su trazabilidad y visibilidad. Respecto de la inclusión de PMG y PMGD en los recortes por despacho económico, efectivamente es parte de la propuesta de modificación regulatoria del Reglamento de Coordinación y Operación DS 125, cuya consulta pública fue finalizada el 11 de julio de 2025.
Sector Privado	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	El vertimiento de los PMG están creando distorsiones importantes, y ya está afectando en la zona de Rapel-Litueche. La señal de curtailment y vertimiento del CEN debe también extenderse a los PMG. Entendemos que, dado el espíritu la medida y las cifras indicadas, la referencia correcta debería ser tanto a PMGD como PMG. Sugerimos los siguientes ajustes: 1) Considerar la siguiente redacción del punto 2.: "Modificar el artículo 3-45 del DS 125/2009 para incorporar expresamente a los PMGDs y PMG´s en los recortes de generación"; 2) Eliminar para PMGD´s y PMG´s el autodespacho e incorporarlos al régimen general de coordinación.	Se ajusta redacción de la medida, sin embargo, se destaca que la inclusión de PMG y PMGD en los recortes por despacho económico es parte de la propuesta de modificación regulatoria del Reglamento de Coordinación y Operación DS 125, cuya consulta pública fue finalizada el 11 de julio de 2025.
Academia y Centros de Investigación	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	Esta medida optimizará la toma de decisiones y facilitará una operación más confiable y económica, beneficiando tanto a las distribuidoras como al Coordinador Eléctrico Nacional. La clave será la efectiva comunicación y actualización de las normativas para asegurar su buen funcionamiento.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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	es buena medida la mejorar del monitoreo en al generacion electrica a los pequeños, medianosde generacion distribuida.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Monitorear los PMGD es necesario, pero puede ser difícil debido a la gran cantidad de pequeños generadores.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Muy bien.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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	<p>Metas de Generación Distribuida y reformas urgentes al reglamento de generación distribuida para autoconsumo</p> <p>La única referencia que hace el Plan de Descarbonización a la Generación Distribuida es al referirse a los PMGD, sin embargo, ambos conceptos aluden a modelos de generación eléctrica diferentes.</p> <p>Un PMGD es un sistema de generación de energía eléctrica que se conecta a la red de distribución y tiene una potencia instalada de hasta 9 MW. La Medida 31 propone establecer como meta que al 2025 la capacidad instalada de los PMGD represente el 30% de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>Por otro lado, la Generación Distribuida (GD) es un modelo de generación eléctrica en la que los consumidores producen su propia electricidad en base a sus energéticos locales y cerca del lugar de consumo, para cubrir su demanda energética y eventualmente inyectar sus excedentes a la red de distribución. En cualquier caso, la Medida 31 no establece ninguna meta referida a la GD.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>El Plan de Descarbonización debería establecer una medida particular para promover el desarrollo de proyectos de GD que priorice:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El establecimiento de una meta de GD: Para tal efecto, debe atenderse a los resultados de la cátedra “Análisis y Herramientas para la Integración Eficiente de Recursos Energéticos Distribuidos en Chile”, de Centra-Acesol, donde se menciona que la capacidad de alojamiento para Net Billing en las redes de distribución alcanzaría los 5,6 GW. Lo anterior también se sustenta en el informe de la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) 2023-2027 (Ministerio de Energía, 2021), donde las proyecciones para la generación distribuida, contemplando los sectores residencial, comercial e industrial, muestran que se superarán los 6 GW al 2040 en el escenario “Alto+” (Transición Acelerada). <p>Asimismo, las proyecciones para Chile del estudio “New Energy Outlook 2017” del Bloomberg New Energy Finance, aseguran que al 2040 es posible alcanzar 8 GW de Generación Distribuida, lo que representaría el 48% de toda la capacidad añadida en sistemas fotovoltaicos en veinticuatro años. Cabe señalar, que el citado informe proyecta la participación del sector residencial al 2040 con 6 GW de potencia instalada (Bloomberg, 2017).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reformas urgentes al reglamento de GD para autoconsumo: En línea con los comentarios que presentamos en el marco de las Mesas de Trabajo para la reforma del Decreto No. 57, las reformas urgentes en materia de GD son: <ul style="list-style-type: none"> - Incrementar el límite de la capacidad instalada del equipamiento de GD que actualmente equivale a 0.3MW: Este límite es muy bajo con respecto a las mejores prácticas internacionales y no tiene un sustento técnico para continuar. Resulta restrictivo para la eficiencia económica de los esquemas de autogeneración y no fomenta el desarrollo de estos proyectos. Equiparando a Brasil, que posee 29,3 GW de capacidad instalada de generación distribuida a julio de 2024, representando cerca del 68% de toda la potencia solar instalada en el país, sugerimos adoptar como límites 5 MW para fuentes despachables y 3 MW para fuentes no despachables. - Eliminar el requisito de propiedad conjunta establecido en el artículo 9 del Decreto No. 57: el requisito impide el establecimiento de modelos de financiamiento tipo ESCO o leasing, en los que participa un inversionista que arrienda el sistema de generación a un grupo de usuarios. Sugerimos hacer extensiva la exención de acreditar la propiedad conjunta del equipamiento de generación a los proyectos de Generación Distribuida bajo la modalidad de propiedad conjunta desarrollada por personas jurídicas sin fines de lucro, y así fomentar la creación de modelos de negocios que contribuyan a disminuir las barreras de acceso a financiamiento. - Incorporar sistemas de almacenamiento a la GD: Se propone contemplar expresamente la instalación de baterías residenciales o almacenamiento distribuido, aparejadas a las plantas de generación distribuida, sin que estas afecten la capacidad instalada permitida o los límites de inyección. - Equilibrar de cargas regulatorias en los procedimientos de conexión: Se propone reformular el Título III del Decreto No. 57 partiendo por reconocer un derecho de conexión de los usuarios finales de equipamiento de generación distribuida, y estableciendo criterios técnicos rigurosos que deben ser sustentados por las empresas distribuidoras para negar justificadamente dicho derecho. - Eliminar la incorporación de pérdidas eléctricas en la valorización de inyecciones de energía: Se propone eliminar la incorporación de pérdidas eléctricas a la valorización de inyecciones de energía de los usuarios finales. Así, estos últimos deberán vender su energía al precio nudo, de forma equivalente al precio que pagaron a la empresa distribuidora para comprar energía. - Extender las excepciones para el pago de remanentes de inyecciones de energía no descontados a proyectos comunitarios de organizaciones sin fines de lucro: A fin de crear mejores incentivos que contribuyan a la expansión de sistemas comunitarios, proponemos una modificación que permita el pago de remanentes en proyectos de propiedad conjunta donde la propiedad sea de una persona jurídica sin fines de lucro, sin que éstas deban cumplir los requisitos para la excepción de pagos establecidos en el artículo 149 ter de la Ley General de Servicios Eléctricos. En este caso, se debiera además incluir la obligación de realizar el pago de remanentes, provenientes de cada integrante de la agrupación a la cuenta de la organización. De esta manera, el destino de dichos remanentes podría destinarse para solventar gastos de operación y mantenimiento y otros requerimientos que surjan durante la operación del proyecto. 	<p>Agradecemos su observación. Cabe precisar, en primer lugar, que la generación distribuida corresponde a toda aquella que sea inyectada en sistemas de distribución, incluyendo generación domiciliaria y PMGD. En segundo lugar, el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a consumidores conectados a la red de distribución.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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	<p>Se deben agregar más medidas que hagan referencia a la generación distribuida. Metas de Generación Distribuida y reformas urgentes al reglamento de generación distribuida para autoconsumo</p> <p>La única referencia que hace el Plan de Descarbonización a la Generación Distribuida es al referirse a los PMGD, sin embargo, ambos conceptos aluden a modelos de generación eléctrica diferentes.</p> <p>Un PMGD es un sistema de generación de energía eléctrica que se conecta a la red de distribución y tiene una potencia instalada de hasta 9 MW. La Medida 31 propone establecer como meta que al 2025 la capacidad instalada de los PMGD represente el 30% de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>Por otro lado, la Generación Distribuida (GD) es un modelo de generación eléctrica en la que los consumidores producen su propia electricidad en base a sus energéticos locales y cerca del lugar de consumo, para cubrir su demanda energética y eventualmente inyectar sus excedentes a la red de distribución. En cualquier caso, la Medida 31 no establece ninguna meta referida a la GD.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>El Plan de Descarbonización debería establecer una medida particular para promover el desarrollo de proyectos de GD que priorice:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El establecimiento de una meta de GD: Para tal efecto, debe atenderse a los resultados de la cátedra “Análisis y Herramientas para la Integración Eficiente de Recursos Energéticos Distribuidos en Chile”, de Centra-Acesol, donde se menciona que la capacidad de alojamiento para Net Billing en las redes de distribución alcanzaría los 5,6 GW. Lo anterior también se sustenta en el informe de la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) 2023-2027 (Ministerio de Energía, 2021), donde las proyecciones para la generación distribuida, contemplando los sectores residencial, comercial e industrial, muestran que se superarán los 6 GW al 2040 en el escenario “Alto+” (Transición Acelerada). <p>Asimismo, las proyecciones para Chile del estudio “New Energy Outlook 2017” del Bloomberg New Energy Finance, aseguran que al 2040 es posible alcanzar 8 GW de Generación Distribuida, lo que representaría el 48% de toda la capacidad añadida en sistemas fotovoltaicos en veinticuatro años. Cabe señalar, que el citado informe proyecta la participación del sector residencial al 2040 con 6 GW de potencia instalada (Bloomberg, 2017).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reformas urgentes al reglamento de GD para autoconsumo: En línea con los comentarios que presentamos en el marco de las Mesas de Trabajo para la reforma del Decreto No. 57, las reformas urgentes en materia de GD son: <ul style="list-style-type: none"> - Incrementar el límite de la capacidad instalada del equipamiento de GD que actualmente equivale a 0.3MW: Este límite es muy bajo con respecto a las mejores prácticas internacionales y no tiene un sustento técnico para continuar. Resulta restrictivo para la eficiencia económica de los esquemas de autogeneración y no fomenta el desarrollo de estos proyectos. Equiparando a Brasil, que posee 29,3 GW de capacidad instalada de generación distribuida a julio de 2024, representando cerca del 68% de toda la potencia solar instalada en el país, sugerimos adoptar como límites 5 MW para fuentes despachables y 3 MW para fuentes no despachables. - Eliminar el requisito de propiedad conjunta establecido en el artículo 9 del Decreto No. 57: el requisito impide el establecimiento de modelos de financiamiento tipo ESCO o leasing, en los que participa un inversionista que arrienda el sistema de generación a un grupo de usuarios. Sugerimos hacer extensiva la exención de acreditar la propiedad conjunta del equipamiento de generación a los proyectos de Generación Distribuida bajo la modalidad de propiedad conjunta desarrollada por personas jurídicas sin fines de lucro, y así fomentar la creación de modelos de negocios que contribuyan a disminuir las barreras de acceso a financiamiento. - Incorporar sistemas de almacenamiento a la GD: Se propone contemplar expresamente la instalación de baterías residenciales o almacenamiento distribuido, aparejadas a las plantas de generación distribuida, sin que estas afecten la capacidad instalada permitida o los límites de inyección. - Equilibrar de cargas regulatorias en los procedimientos de conexión: Se propone reformular el Título III del Decreto No. 57 partiendo por reconocer un derecho de conexión de los usuarios finales de equipamiento de generación distribuida, y estableciendo criterios técnicos rigurosos que deben ser sustentados por las empresas distribuidoras para negar justificadamente dicho derecho. - Eliminar la incorporación de pérdidas eléctricas en la valorización de inyecciones de energía: Se propone eliminar la incorporación de pérdidas eléctricas a la valorización de inyecciones de energía de los usuarios finales. Así, estos últimos deberán vender su energía al precio nudo, de forma equivalente al precio que pagaron a la empresa distribuidora para comprar energía. - Extender las excepciones para el pago de remanentes de inyecciones de energía no descontados a proyectos comunitarios de organizaciones sin fines de lucro: A fin de crear mejores incentivos que contribuyan a la expansión de sistemas comunitarios, proponemos una modificación que permita el pago de remanentes en proyectos de propiedad conjunta donde la propiedad sea de una persona jurídica sin fines de lucro, sin que éstas deban cumplir los requisitos para la excepción de pagos establecidos en el artículo 149 ter de la Ley General de Servicios Eléctricos. En este caso, se debiera además incluir la obligación de realizar el pago de remanentes, provenientes de cada integrante de la agrupación a la cuenta de la organización. De esta manera, el destino de dichos remanentes podría destinarse para solventar gastos de operación y mantención y otros requerimientos que surjan durante la operación del proyecto. 	Agradecemos su observación. Cabe precisar que el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a consumidores conectados a la red de distribución.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	<p>1. La propuesta no sería suficiente para corregir la distorsión del esquema regulatorio PMGD</p> <p>Si bien impulsar una mejora al monitoreo de la generación distribuida es un elemento relevante para el desarrollo costo-eficiente del sector eléctrico, existe una serie de otras medidas que deberían incorporarse al Plan de Descarbonización para corregir la distorsión del actual esquema regulatorio de Pequeños Medios de Generación Distribuida. Se sugiere complementar la medida propuesta con una serie de otras medidas que permitirían un desarrollo costo-eficiente del sector eléctrico. Estas medidas complementarias a lo propuesto por el Plan de Descarbonización abordan las siguientes aristas del esquema de regulación PMGD:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diagnóstico de los incentivos e implicancias de la integración masiva PMGD - Revisión del mecanismo de precio estabilizado para nuevos PMGD y PMG - Consideraciones para avanzar hacia una operación automática y segura del sistema eléctrico - Consideraciones para aplicación de reducciones de generación - Análisis de efectos de la integración de sistemas de almacenamiento tanto a nivel operacional como de compensaciones - Perfeccionamiento del proceso de declaración en construcción <p>El detalle de estas medidas están descritas en la presentación de Generadoras de Chile realizada el 3 de septiembre en la discusión de la modificación del DS 88. (link de presentación)</p> <p>3. Evaluar si el plazo a 2025 será suficiente para implementar las medidas propuestas.</p>	Se agradece el comentario y las propuestas planteadas. Dichas materias son abordadas en el marco de los procesos de modificación reglamentaria del D.S. N°88 y D.S. N°125, por lo que no corresponden a los alcances para este Plan.
Sector Privado	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	Falta explicitar de que manera se modificaría el artículo relacionado a los recortes de energía a los PMGD	La medida se reestructura con el objetivo de enfatizar en la necesidad de fortalecer la integración de los PMGD al sistema eléctrico, mediante el uso de herramientas de monitoreo y control que mejoren su trazabilidad y visibilidad. El detalle sobre la aplicación de los recortes de energía corresponde a definiciones que deben ser establecidas en otros instrumentos normativos, siendo en este caso una modificación al Reglamento de Medios de Generación de Pequeña Escala (D.S. N°88).

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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	<p>Metas de Generación Distribuida y reformas urgentes al reglamento de generación distribuida para autoconsumo</p> <p>La única referencia que hace el Plan de Descarbonización a la Generación Distribuida es al referirse a los PMGD, sin embargo, ambos conceptos aluden a modelos de generación eléctrica diferentes.</p> <p>Un PMGD es un sistema de generación de energía eléctrica que se conecta a la red de distribución y tiene una potencia instalada de hasta 9 MW. La Medida 31 propone establecer como meta que al 2025 la capacidad instalada de los PMGD represente el 30% de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>Por otro lado, la Generación Distribuida (GD) es un modelo de generación eléctrica en la que los consumidores producen su propia electricidad en base a sus energéticos locales y cerca del lugar de consumo, para cubrir su demanda energética y eventualmente inyectar sus excedentes a la red de distribución. En cualquier caso, la Medida 31 no establece ninguna meta referida a la GD.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>El Plan de Descarbonización debería establecer una medida particular para promover el desarrollo de proyectos de GD que priorice:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El establecimiento de una meta de GD: Para tal efecto, debe atenderse a los resultados de la cátedra “Análisis y Herramientas para la Integración Eficiente de Recursos Energéticos Distribuidos en Chile”, de Centra-Acesol, donde se menciona que la capacidad de alojamiento para Net Billing en las redes de distribución alcanzaría los 5,6 GW. Lo anterior también se sustenta en el informe de la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) 2023-2027 (Ministerio de Energía, 2021), donde las proyecciones para la generación distribuida, contemplando los sectores residencial, comercial e industrial, muestran que se superarán los 6 GW al 2040 en el escenario “Alto+” (Transición Acelerada). <p>Asimismo, las proyecciones para Chile del estudio “New Energy Outlook 2017” del Bloomberg New Energy Finance, aseguran que al 2040 es posible alcanzar 8 GW de Generación Distribuida, lo que representaría el 48% de toda la capacidad añadida en sistemas fotovoltaicos en veinticuatro años. Cabe señalar, que el citado informe proyecta la participación del sector residencial al 2040 con 6 GW de potencia instalada (Bloomberg, 2017).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reformas urgentes al reglamento de GD para autoconsumo: En línea con los comentarios que presentamos en el marco de las Mesas de Trabajo para la reforma del Decreto No. 57, las reformas urgentes en materia de GD son: <ul style="list-style-type: none"> - Incrementar el límite de la capacidad instalada del equipamiento de GD que actualmente equivale a 0.3MW: Este límite es muy bajo con respecto a las mejores prácticas internacionales y no tiene un sustento técnico para continuar. Resulta restrictivo para la eficiencia económica de los esquemas de autogeneración y no fomenta el desarrollo de estos proyectos. Equiparando a Brasil, que posee 29,3 GW de capacidad instalada de generación distribuida a julio de 2024, representando cerca del 68% de toda la potencia solar instalada en el país, sugerimos adoptar como límites 5 MW para fuentes despachables y 3 MW para fuentes no despachables. - Eliminar el requisito de propiedad conjunta establecido en el artículo 9 del Decreto No. 57: el requisito impide el establecimiento de modelos de financiamiento tipo ESCO o leasing, en los que participa un inversionista que arrienda el sistema de generación a un grupo de usuarios. Sugerimos hacer extensiva la exención de acreditar la propiedad conjunta del equipamiento de generación a los proyectos de Generación Distribuida bajo la modalidad de propiedad conjunta desarrollada por personas jurídicas sin fines de lucro, y así fomentar la creación de modelos de negocios que contribuyan a disminuir las barreras de acceso a financiamiento. - Incorporar sistemas de almacenamiento a la GD: Se propone contemplar expresamente la instalación de baterías residenciales o almacenamiento distribuido, aparejadas a las plantas de generación distribuida, sin que estas afecten la capacidad instalada permitida o los límites de inyección. - Equilibrar de cargas regulatorias en los procedimientos de conexión: Se propone reformular el Título III del Decreto No. 57 partiendo por reconocer un derecho de conexión de los usuarios finales de equipamiento de generación distribuida, y estableciendo criterios técnicos rigurosos que deben ser sustentados por las empresas distribuidoras para negar justificadamente dicho derecho. - Eliminar la incorporación de pérdidas eléctricas en la valorización de inyecciones de energía: Se propone eliminar la incorporación de pérdidas eléctricas a la valorización de inyecciones de energía de los usuarios finales. Así, estos últimos deberán vender su energía al precio nudo, de forma equivalente al precio que pagaron a la empresa distribuidora para comprar energía. - Extender las excepciones para el pago de remanentes de inyecciones de energía no descontados a proyectos comunitarios de organizaciones sin fines de lucro: A fin de crear mejores incentivos que contribuyan a la expansión de sistemas comunitarios, proponemos una modificación que permita el pago de remanentes en proyectos de propiedad conjunta donde la propiedad sea de una persona jurídica sin fines de lucro, sin que éstas deban cumplir los requisitos para la excepción de pagos establecidos en el artículo 149 ter de la Ley General de Servicios Eléctricos. En este caso, se debiera además incluir la obligación de realizar el pago de remanentes, provenientes de cada integrante de la agrupación a la cuenta de la organización. De esta manera, el destino de dichos remanentes podría destinarse para solventar gastos de operación y mantenimiento y otros requerimientos que surjan durante la operación del proyecto. 	<p>Agradecemos su observación. Cabe precisar, en primer lugar, que la generación distribuida corresponde a toda aquella que sea inyectada en sistemas de distribución, incluyendo generación domiciliaria y PMGD. En segundo lugar, el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a consumidores conectados a la red de distribución.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	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	Es importante relevar que actualmente los PMGD no son sometidos a curtailment cuando se aplica la prorrata de reducción de centrales de igual costo variable, siendo discriminatoria la aplicación de esta regla. Lo anterior en un contexto en que la gran mayoría de los PMGD corresponden a centrales solares fotovoltaicas, y por lo tanto, las plantas utility scale deben inyectar a 0 US\$/MWh, y a la vez concurrir al pago del precio estabilizado, el que en la medida que se conecten los PMGD declarados en construcción será una componente aún mayor de los pagos laterales. Es por esto que se requiere -y propone- que no exista una diferenciación en las reglas de aplicación de reducción de generación para las utility scale respecto de los PMGD. Y en ese mismo sentido, indicar si existe alguna estrategia para gestionar la información de manera eficiente. Finalmente, el documento del Ministerio indica que se debe modificar el artículo 3-45, pero no hay claridad de a qué instrumento regulatorio se refiere, ¿será al artículo 45 del DS 125/2017?	El artículo al cual se hace referencia se encuentra contenido en el Título 3-8 de la Norma Técnica De Conexión Y Operación De PMGD En Instalaciones De Media Tensión, específicamente a las medidas ante congestión en transmisión zonal donde se indican las condiciones bajo las cuales los PMG y PMGD son considerados en los recortes. Sin embargo, la medida se reestructura en la versión final del Plan, con el objetivo de enfatizar en la necesidad de fortalecer la integración de los PMGD al sistema eléctrico, mediante el uso de herramientas de monitoreo y control que mejoren su trazabilidad y visibilidad. Por su parte, cabe destacar que las medidas de monitoreo y control son parte de los ejes de trabajo de la actual modificación del Reglamento Para Medios De Generación De Pequeña Escala D.S. 88., mientras que la inclusión de PMG y PMGD en los recortes por despacho económico, es parte de la propuesta de modificación regulatoria del Reglamento de Coordinación y Operación DS 125, cuya consulta pública fue finalizada el 11 de julio de 2025.
Otro	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	Dado que se plantea revisar el mecanismo para los recortes de energía, una potente señal de localización sería el zonalar el prorateo de este vertimiento, en vez que aplicarlo a nivel nacional. Se agrega esta observación en la Acción 3. Por lo demás, esta medida es extremadamente necesaria para mejorar la programación y operación del SEN, dado que la constante suposición de generación PMGD genera problemas de falta de información en la Operación en Tiempo Real. Se solicita que la medida sea retroactiva en un plazo acotado, partiendo por aquellos PMGD que es necesario controlar por temas de emisiones (térmicos) y por masividad (solar).	Agradecemos su observación. Cabe precisar que la forma en la que se aplican las medidas será materia del instrumento reglamentario al que corresponde. En este caso, las medidas de monitoreo y control son parte de los ejes de trabajo de la actual modificación del Reglamento Para Medios De Generación De Pequeña Escala D.S. 88., mientras que la inclusión de PMG y PMGD en los recortes por despacho económico, es parte de la propuesta de modificación regulatoria del Reglamento de Coordinación y Operación DS 125, cuya consulta pública fue finalizada el 11 de julio de 2025.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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	Esta medida se refiere a que los PMGD pueden representar el 30% de la demanda del SEN para 2025, y es la única mención de todo el Plan a la Generación Distribuida. No obstante, no se incluye ninguna medida ni acción que incentive la expansión de la generación distribuida de autoconsumo y propiedad conjunta como un segmento relevante para la descarbonización y resiliencia del sector eléctrico. Un PMGD es un sistema de generación de energía eléctrica que se conecta a la red de distribución y tiene una potencia instalada de hasta 9 MW. Por otro lado, los modelos de Generación Distribuida (GD) de autoconsumo y propiedad conjunta consisten en que los consumidores producen su propia electricidad en base a sus energéticos locales y cerca del lugar de consumo, para cubrir su demanda energética y eventualmente inyectar sus excedentes a la red de distribución. La Medida 31 no establecen ninguna meta referida a esto. Proponemos incorporar en el Plan de Descarbonización una Meta de Generación Distribuida ambiciosa para Chile, en orden de que ya existen estudios que respaldan que la generación distribuida tiene un amplio potencial de despliegue en el país. Las estimaciones de la capacidad de alojamiento de proyectos de generación distribuida a nivel de Net billing muestran que las actuales redes de distribución en Chile podrían alojar (en capacidad instalada) hasta 5,6 GW de proyectos fotovoltaicos residenciales (Centra - Acesol 2023). En contraste con ello, la capacidad actual en Generación Distribuida es de solo 0,2 GW. Asimismo, el informe de la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) 2023-2027 (Ministerio de Energía, 2021), muestran proyecciones para la generación distribuida, en los sectores residencial, comercial e industrial, que podrían superar los 6 GW al año 2040 en un escenario de Transición Acelerada. Las proyecciones para Chile del estudio “New Energy Outlook 2017” del Bloomberg New Energy Finance, incluso van más allá, proyectando que al año 2040 el país puede alcanzar unos 8 GW de Generación Distribuida, lo que representaría el 48% de toda la capacidad añadida en sistemas fotovoltaicos en veinticuatro años. El informe proyecta la participación del sector residencial con 6 GW de potencia instalada al año 2040 (Bloomberg, 2017). Además, se deberían incorporar medidas de corto plazo que habiliten una mayor participación de la GD de autoconsumo y propiedad conjunta. Se proponen las siguientes: 1. Eliminar la obligatoriedad de acreditar la propiedad conjunta del sistema de generación: Este requisito, establecido en el inciso segundo del artículo 149 bis del decreto con fuerza de ley N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos y artículo 9 del decreto N°57, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo, impide el establecimiento de modelos de financiamiento tipo ESCO o leasing, en los que participa un/una inversionista que arrienda el sistema de generación al grupo de usuarios/as. 2. Extender las excepciones para el pago de remanentes a proyectos comunitarios de organizaciones sin fines de lucro: Actualmente, la Ley N°21118 establece criterios para el pago de remanentes en el caso que, pasado el periodo de contrato establecido entre el/la usuario/a y la distribuidora, aún existan remanentes de energía no descontados. Una de las excepciones establecidas corresponde al caso de sistemas individuales con traspaso remoto donde quien tiene la propiedad del inmueble es una persona jurídica sin fines de lucro. 3. Asegurar oportunamente los descuentos a copropietarios de proyectos comunitarios: Realizar modificaciones legales y reglamentarias para garantizar que los/las integrantes de las agrupaciones propietarias de sistemas de propiedad conjunta reciban los descuentos por las inyecciones de energía, lo cual, según lo dispone la Ley N° 21118 y su reglamento, constituye una obligación de la empresa distribuidora.	Agradecemos su observación. Cabe precisar, en primer lugar, que la generación distribuida corresponde a toda aquella que sea inyectada en sistemas de distribución, incluyendo generación domiciliaria y PMGD. En segundo lugar, el alcance del Plan de Descarbonización se centra en el Sistema Eléctrico Nacional, particularmente en el mercado mayorista, en coherencia con la visión de largo plazo y las metas establecidas en la Política Energética Nacional. En este contexto, no se incluyen medidas orientadas a consumidores conectados a la red de distribución.
Sector Privado	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.	A este respecto, es necesario considerar la propuesta del Coordinador en la materia: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/requisitos-tecnologias-gfm-y-gf/	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.
Sector Privado	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.	Se considera importante que al momento de adecuar la normativa para su implementación, se desarrollen análisis de costo-eficiente de las diferentes alternativas para proveer fortaleza de red.	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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.	El monitoreo del avance de la tecnología IBRs no es suficiente para que la tecnología grid forming aporte a la flexibilidad necesaria ante la salida de unidades carboneras. Es necesario establecer los requerimientos normativos para dichas tecnologías. Existen ofertas comerciales de desarrolladores de tecnología para proveer este servicio pero no se incluyen en los proyectos porque aún no se establecen los requerimientos en las normas técnicas.	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.
Sector Privado	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.	Se considera importante que al momento de adecuar la normativa para su implementación, se desarrollen análisis de costo-eficiente de las diferentes alternativas para proveer fortaleza de red.	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.
Sector Privado	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.	1.- ¿Qué es lo que se propone directamente: actualizar la NT o sólo ver si se va a actualizar?	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.
Academia y Centros de Investigación	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.	Esto contribuye a una mayor integración de energías limpias, pero debe ir acompañado de rigurosas pruebas y estándares de seguridad antes de su implementación comercial.	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.
Academia y Centros de Investigación	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.	Buena medida e importante.	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.
Academia y Centros de Investigación	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.	Estar al tanto de las nuevas tecnologías como los IBRs es clave, pero la normativa puede quedarse atrás si la tecnología avanza rápido.	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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.	Muy importante.	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.
Sector Privado	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.	1. Si bien se recomienda monitorear el avance de la tecnología IBRs, este no es suficiente para que la tecnología grid forming aporte a la flexibilidad necesaria ante la salida de unidades carboneras. Es necesario establecer los requerimientos normativos para dichas tecnologías. Existen ofertas comerciales de desarrolladores de tecnología para proveer este servicio pero no se incluyen en los proyectos porque aún no se establecen los requerimientos en las normas técnicas. 2. Se sugiere diseñar un mercado para la entrega de atributos como la inercia considerando las mejores prácticas para que los precios reflejen de mejor la manera la condición del sistema. 3. Se sugiere que los resultados del monitoreo propuesto sean insumos de los análisis realizados en el contexto de la PELP, PEER, entre otros. 4. Aclarar por favor cuál es el objetivo de la medida.	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.
Sector Privado	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.	Creemos que la inclusión de esta medida es muy relevante para lograr una transición y salida de las centrales a carbón de manera segura y económicamente eficiente. La implementación de Grid Forming mediante tecnología IBR es fundamental para mantener la seguridad del sistema aprovechando el potencial renovable del país con la menor cantidad de emisiones y evitando eventuales sobrecostos por la prestación servicios de red necesarios para la operación del sistema.	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.
	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.	Se solicita que el Ministerio indique cómo se compatibiliza el cambio de la NTSyCS respecto de la guía técnica ya emanada por el Coordinador Eléctrico, y cómo se compatibilizarán ambos instrumentos en caso de que el Coordinador realice una licitación de SSCC durante el 2025. Asimismo, se solicita confirmar que las exigencias se establecerán para las nuevas centrales, y no será una exigencia retroactiva.	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.
Sociedad Civil y ONGs	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.	Considerar propuestas incluidas en las observaciones a la Medida 27. Se recomienda el desarrollo de una norma que establezca los criterios y condiciones para los nuevos Servicios Complementarios que requiere la operación de un sistema eléctrico con alta penetración de ERV durante 2025, el cual puede incluir formas de monitoreo y reporte, así como los procedimientos para su actualización y perfeccionamiento en los artículos transitorios de la norma.	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.
Sector Privado	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.	Nos parece relevante avanzar con esta tecnología. Sin embargo, deben darse los incentivos económicos adecuados para su pertinente implementación.	Se agradece el comentario y la propuesta formulada. En relación con la necesidad de avanzar en la incorporación masiva de inversores grid-forming, cabe señalar que, en el marco del proceso de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha dado a conocer dos nuevos anexos técnicos. Estos anexos abordan el concepto de robustez del sistema eléctrico y regulan el desempeño de las instalaciones basadas en convertidores, incluyendo las tecnologías grid-forming y grid following. De este modo, se estima que los avances regulatorios en curso se encuentran alineados con la habilitación progresiva de este tipo de tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a una mayor flexibilidad operativa y a la consolidación de un sistema descarbonizado y resiliente.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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)	1. En relación al “Objetivo” en su párrafo tercero, se solicita aclarar el sentido y alcance de la frase “Que los agentes posean herramientas para gestionar el riesgo de definir una posición financiera bajo una operación centralizada y de costos auditados”. Además, se solicita detallar de qué forma se pretende implementar esta medida.	Se refiere a proporcionar mecanismos que permitan a los participantes del mercado eléctrico manejar los riesgos asociados a la toma de decisiones financieras, dada la operación centralizada del sistema y de costos auditados por el Coordinador Eléctrico Nacional. Para esto se mencionan esquemas de liquidación múltiples que permiten reducir la exposición al riesgo en la operación en tiempo real, permitir actualización de pronósticos de generación renovable y demanda más cercana a la operación en tiempo real, esquemas de pagos laterales para cubrir costos no convexos, bandas de tolerancia que permitan ajustar errores inherentes a los pronósticos. El diseño de la implementación de la medida se trabajará en conjunto con las entidades regulatorias y técnicas pertinentes y se publicará oportunamente. Toda medida regulatoria que se adopte, deberá estar dispuesta en consulta pública, donde se podrán expresar sus opiniones sobre temas de interés público como políticas, planes y reglamentos.
Sector Privado	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)	Respecto a la presente medida, se debe establecer de forma clara con qué anticipación se establecerá esta nueva etapa financieramente vinculante respecto a la programación de la operación. De igual forma, también se debe determinar la periodicidad de estos procesos. Asimismo, se debería detallar qué aspectos de la programación de la operación serán vinculantes y si se considerará a la demanda en este proceso.	El diseño de una etapa financieramente vinculante en la programación de la operación se realizará tomando en cuenta los antecedentes y estudios disponibles a la fecha que consideran las mejores prácticas internacionales en función de mejorar la competitividad y flexibilidad del mercado eléctrico. El diseño de apertura y cierre de ofertas, tanto para la generación como la demanda, así como la asignación de costos por desviaciones en la última posición presentada, serán definidas en la etapa de diseño de la implementación de la medida, la cual se trabajará en conjunto con las entidades regulatorias y técnicas pertinentes y se publicará oportunamente. De todas formas, el plan de descarbonización contempla que las modificaciones legales y reglamentarias a este respecto se adoptarán durante el 2027 y 2028.
Sector Privado	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)	1. ¿Cómo se regulará aquellos desvíos que son producto de decisiones o acciones del Coordinador en tiempo real? ¿Quién auditará los reales costos y de quién es la responsabilidad del desvío finalmente? 2. ¿Habrán etapas intradiarias para actualizar pronósticos? 3. Se sugiere acompañar el diseño del mercado day-ahead con otros esquemas complementarios y necesarios para una mejor gestión de la variabilidad e incertidumbre en la operación del sistema eléctrico, tales como el mercado intradiario y mercado en tiempo real.	1. ¿Cómo se regulará aquellos desvíos que son producto de decisiones o acciones del Coordinador en tiempo real? ¿Quién auditará los reales costos y de quién es la responsabilidad del desvío finalmente? La regulación de los desvíos debe realizarse en función de la última programación realizada, facilitando la aplicación causalidad de costos. Estos desvíos deben ser asignados de acuerdo a un proceso trazable de asignación de costosevitando así la evita la aplicación de sociabilización de costos y se asignan estos a quién provoca el desvío. 2. ¿Habrán etapas intradiarias para actualizar pronósticos? Las mejores prácticas internacionales sugieren incluir etapas intradiarias para actualizar pronósticos, permitiendo a los agentes ajustar sus posiciones en función de la mejor información disponible a medida que se acerca la operación en tiempo real. 3. Se sugiere acompañar el diseño del mercado day-ahead con otros esquemas complementarios y necesarios para una mejor gestión de la variabilidad e incertidumbre en la operación del sistema eléctrico, tales como el mercado intradiario y mercado en tiempo real. La implementación de intradiarias y de mercado en tiempo real, junto con la asignación efectiva de costos de los desvíos como un proceso trazable de auditoria de estos, son buenas prácticas observadas en la experiencia internacional que han permitido una gestión más eficiente de la variabilidad e incertidumbre de mercados eléctricos con una alta penetración de generación variable. De todas formas, el diseño de la implementación de la medida se trabajará en conjunto con las entidades regulatorias y técnicas pertinentes y se publicará para efectos de ser sometida a consulta pública.
Sector Privado	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)	1.- Respecto a la responsabilidad de los desvíos, ¿esto incluye al Coordinador?. Si bien esta medida no me parece mala perse, el Coordinador debe hacerse responsable de potenciales malas programaciones. Para poder asignar correctamente las desviaciones, primero se debe contar con un proceso de programación transparente, como se desarrolla hoy, junto con la publicación ordenada y sistematizada de los supuestos utilizados para dicha programación (archivos de origen a los archivos de las bases de simulación).	Para asignar de manera eficiente las desviaciones, es importante contar con un proceso de programación transparente que sea trazable, en donde los supuestos estén claramente identificados y donde la información sea accesible para todos los interesados. Las desviaciones deben ser definidas respecto a la última posición determinada, permitiendo trazar algún error en la programación por parte del Coordinador y establecer un procedimiento para asignar de manera eficiente la asignación de las desviaciones y evitar la socialización de los cotos entre los agentes que sí cumplen con la programación.
Sector Privado	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)	Medidas 33, 34 y 35 apuntan a dejar la lista de mérito y avanzar a un despacho y operación en tiempo real que efectivamente utilice los costos de oportunidad (valores duales, resultado del modelo de optimización) en el despacho. Para obtener el uso óptimo de baterías esto es esencial que se implemente. Puede tener impactos en el despacho de centrales hidro con regulación, como Rucatayo. Tendrá impacto también en el proceso de comunicación entre Energy Management y el CEN. También, necesitará mejoras tecnológicas del CEN para permitir un re-despacho del sistema en tiempo real (operación intradiaria, mercado intradiario). Es importante acompañar el diseño del mercado day-ahead con otras esquemas complementarios y necesarios para una mejor gestión de la variabilidad e incertidumbre en la operación del sistema eléctrico, tales como el mercado intradiario y mercado en tiempo real	Gracias por el comentario. Estas medidas son fundamentales para gestionar mejor la variabilidad e incertidumbre en la operación del sistema eléctrico y mejorar la flexibilidad y competitividad del mercado eléctrico nacional. El diseño de la implementación de la medida se trabajará en conjunto con las entidades regulatorias y técnicas pertinentes y se publicará oportunamente. Toda medida regulatoria que se adopte, deberá estar dispuesta en consulta pública, donde se podrán expresar sus opiniones sobre temas de interés público como políticas, planes y reglamentos. Es acá donde se podrán proponer soluciones a las medidas regulatorias que se adopten.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	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)	Esto incentivará una gestión más eficiente y reducirá los costos adicionales. Es esencial contar con mecanismos claros para asignar responsabilidades y asegurar que los agentes puedan gestionar adecuadamente los riesgos asociados.	Gracias por el comentario. Estas medidas son fundamentales para gestionar mejor la variabilidad e incertidumbre en la operación del sistema eléctrico y mejorar la flexibilidad y competitividad del mercado eléctrico nacional. . El diseño de la implementación de la medida se trabajará en conjunto con las entidades regulatorias y técnicas pertinentes y se publicará oportunamente. Toda medida regulatoria que se adopte, deberá estar dispuesta en consulta pública, donde se podrán expresar sus opiniones sobre temas de interés público como políticas, planes y reglamentos. Es acá donde se podrán proponer soluciones a las medidas regulatorias que se adopten.
Academia y Centros de Investigación	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)	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 es una buena medida.	Gracias por el comentario. Estas medidas son fundamentales para gestionar mejor la variabilidad e incertidumbre en la operación del sistema eléctrico y mejorar la flexibilidad y competitividad del mercado eléctrico nacional. . El diseño de la implementación de la medida se trabajará en conjunto con las entidades regulatorias y técnicas pertinentes y se publicará oportunamente. Toda medida regulatoria que se adopte, deberá estar dispuesta en consulta pública, donde se podrán expresar sus opiniones sobre temas de interés público como políticas, planes y reglamentos. Es acá donde se podrán proponer soluciones a las medidas regulatorias que se adopten.
Academia y Centros de Investigación	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)	Incorporar una etapa financieramente vinculante puede mejorar la precisión, pero podría ser un desafío para los participantes más pequeños.	Gracias por el comentario. Estas medidas son fundamentales para gestionar mejor la variabilidad e incertidumbre en la operación del sistema eléctrico y mejorar la flexibilidad y competitividad del mercado eléctrico nacional. . El diseño de la implementación de la medida se trabajará en conjunto con las entidades regulatorias y técnicas pertinentes y se publicará oportunamente. Toda medida regulatoria que se adopte, deberá estar dispuesta en consulta pública, donde se podrán expresar sus opiniones sobre temas de interés público como políticas, planes y reglamentos. Es acá donde se podrán proponer soluciones a las medidas regulatorias que se adopten.
Academia y Centros de Investigación	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)	Muy bien.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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)	1. Se sugiere acompañar el diseño del mercado day-ahead con otros esquemas complementarios y necesarios para una mejor gestión de la variabilidad e incertidumbre en la operación del sistema eléctrico, tales como el mercado intradiario y mercado en tiempo real. 2. Considerar que se necesitarán mejoras tecnológicas del CEN para permitir un despacho del sistema en tiempo real (operación intradiaria, mercado intradiario).	1. Se sugiere acompañar el diseño del mercado day-ahead con otros esquemas complementarios y necesarios para una mejor gestión de la variabilidad e incertidumbre en la operación del sistema eléctrico, tales como el mercado intradiario y mercado en tiempo real. Gracias por el comentario. Este se encuentra alineado con los estudios que se han realizado a la fecha de las mejores prácticas para la implementación del diseño de un mercado day-ahead basada en la experiencia internacional. 2. Considerar que se necesitarán mejoras tecnológicas del CEN para permitir un despacho del sistema en tiempo real (operación intradiaria, mercado intradiario). El diseño de la implementación de la medida se trabajará en conjunto con las entidades regulatorias y técnicas pertinentes, lo que incluye al CEN. Asimismo, toda medida regulatoria que se adopte, deberá estar dispuesta en consulta pública, donde se podrán expresar sus opiniones sobre temas de interés público como políticas, planes y reglamentos.
Sector Privado	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)	es necesario tener presente si la programación intradiaria también será vinculante y con ello una cantidad mínima durante el día.	El diseño de la implementación de la medida se trabajará en conjunto con las entidades regulatorias y técnicas pertinentes, instancia en la cual se evaluará en detalle la operatividad de la medida, incluido lo planteado en su observación. Se hace presente que toda medida regulatoria que se adopte, deberá estar dispuesta en consulta pública, donde se podrán expresar sus opiniones sobre temas de interés público como políticas, planes y reglamentos.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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)	es necesario tener presente si la programación intradiaria (PID) también será vinculante (al igual que la programación del día anterior) y como estos PID van a modificar la operación del día. También considerar la exigencia de una cantidad mínima de PID al día.	El diseño de la implementación de la medida se trabajará en conjunto con las entidades regulatorias y técnicas pertinentes, instancia en la cual se evaluará en detalle la operatividad de la medida, incluido lo planteado en su observación. Se hace presente que toda medida regulatoria que se adopte, deberá estar dispuesta en consulta pública, donde se podrán expresar sus opiniones sobre temas de interés público como políticas, planes y reglamentos.
	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)	Se solicita que el Ministerio indique cómo se compatibiliza esta medida con la actual disposición establecida en el DS 125/2017, que delega en la respectiva norma técnica la definición de métricas y estándares para los pronósticos renovables. Asimismo, se solicita que, si bien este instrumento presenta de manera resumida los objetivos de las medidas, incorpore las definiciones de bandas de tolerancia para efectos de los pronósticos renovables. Por otra parte, se solicita que el Ministerio entregue un diagnóstico de los desempeños de los pronósticos de generación renovable, respecto de los desempeños que se puedan encontrar en otros mercados de similares características en términos de la penetración de renovables. Por último, se solicita que el Ministerio identifique si esta medida será incorporada en el PdL de cuotas.	El diseño de la implementación de la medida se trabajará en conjunto con las entidades regulatorias y técnicas pertinentes, instancia en la cual se evaluará en detalle la operatividad de la medida, incluido lo planteado en su observación. Se hace presente que toda medida regulatoria que se adopte, deberá estar dispuesta en consulta pública, donde se podrán expresar sus opiniones sobre temas de interés público como políticas, planes, reglamentos y normas técnicas.
Otro	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)	Es necesario aclarar el tipo de desviaciones que se desean imputar a los coordinados. ¿Fallas de máquinas, desviaciones de los pronósticos? En caso de que falle el CEN con su pronóstico de demanda, ¿cómo se realizará la vinculación financiera? Por otro lado, ya se encuentra en total vigencia la PID, etapa que corrige y ajusta constantemente los resultados de la PCP. Dado que se exigirá siempre una PID al comenzar el día, la idea de vincular la operación real con la solución de la programación day-ahead (la PCP) tiene poco sentido.	El diseño de la implementación de la medida se trabajará en conjunto con las entidades regulatorias y técnicas pertinentes, instancia en la cual se evaluará en detalle la operatividad de la medida, incluido lo planteado en su observación. Se hace presente que toda medida regulatoria que se adopte, deberá estar dispuesta en consulta pública, donde se podrán expresar sus opiniones sobre temas de interés público como políticas, planes, reglamentos y normas técnicas.
Sector Privado	Medida 34. Adaptar la metodología de cálculo del valor del agua para el despacho económico, acorde a los nuevos requerimientos de flexibilidad del sistema	El uso eficiente del agua es parte del mandato regulatorio al Coordinador, y su programación debe evitar tanto sub como sobre estimaciones; al respecto, se solicita modificar "evitar una subestimación del valor del agua" por "valorizar óptimamente el agua".	Se acoge ajuste de la redacción. Se reestructura en la nueva medida 20.
Sector Privado	Medida 34. Adaptar la metodología de cálculo del valor del agua para el despacho económico, acorde a los nuevos requerimientos de flexibilidad del sistema	- El uso eficiente del agua es parte del mandato regulatorio al Coordinador, y su programación debe evitar tanto sub como sobre estimaciones; al respecto, se solicita modificar "evitar una subestimación del valor del agua" por "valorizar óptimamente el agua".	Se acoge ajuste de la redacción. Se reestructura en la nueva medida 20.
Sector Privado	Medida 34. Adaptar la metodología de cálculo del valor del agua para el despacho económico, acorde a los nuevos requerimientos de flexibilidad del sistema	- El uso eficiente del agua es parte del mandato regulatorio al Coordinador, y su programación debe evitar tanto sub como sobre estimaciones; al respecto, se solicita modificar "evitar una subestimación del valor del agua" por "valorizar óptimamente el agua".	Se acoge ajuste de la redacción. Se reestructura en la nueva medida 20.
Academia y Centros de Investigación	Medida 34. Adaptar la metodología de cálculo del valor del agua para el despacho económico, acorde a los nuevos requerimientos de flexibilidad del sistema	Ajustar la valorización del agua embalsada para reflejar su rol en la flexibilidad del sistema eléctrico, permitirá una mejor gestión de los recursos hídricos y una respuesta más eficiente a imprevistos en la operación, asegurando la estabilidad y sostenibilidad del sistema.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se hace presente que esta medida se reestructura en la nueva versión del documento, correspondiendo a la medida 20.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 34. Adaptar la metodología de cálculo del valor del agua para el despacho económico, acorde a los nuevos requerimientos de flexibilidad del sistema	Es bueno para poder adaptar la metodología de cálculo del valor del agua.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se hace presente que esta medida se reestructura en la nueva versión del documento, correspondiendo a la medida 20.
Academia y Centros de Investigación	Medida 34. Adaptar la metodología de cálculo del valor del agua para el despacho económico, acorde a los nuevos requerimientos de flexibilidad del sistema	Actualizar el valor del agua es positivo para la eficiencia, pero puede ser difícil hacerlo de forma justa para todos los actores.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se hace presente que esta medida se reestructura en la nueva versión del documento, correspondiendo a la medida 20.
	Medida 34. Adaptar la metodología de cálculo del valor del agua para el despacho económico, acorde a los nuevos requerimientos de flexibilidad del sistema	Respecto de esta medida, que tiene que ver esencialmente con parámetros de la programación de la operación, se solicita que el Ministerio entregue un diagnóstico de la necesidad de que sea regulado en el DS 125/2017, en vez de hacerlo mediante la norma técnica respectiva, en atención al nivel de detalle de la medida.	El DS N°125 establece los principios básicos que el Coordinador Eléctrico Nacional debe considerar para el cálculo del costo de oportunidad de las energías gestionables del sistema, por lo que cualquier cambio al respecto debe quedar reflejado a nivel de reglamento. En ese sentido, la nueva medida 20 tiene como objetivo la revisión de dichos principios a nivel de reglamento, relegando a norma técnica la aplicación específica de dicha metodología. Se ajusta redacción e instrumentos para mayor claridad.
Academia y Centros de Investigación	Medida 34. Adaptar la metodología de cálculo del valor del agua para el despacho económico, acorde a los nuevos requerimientos de flexibilidad del sistema	Desacuerdo, al utilizar energías renovables mediante el agua esto termina afectando al caudal y a su flora y fauna que poseen	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se hace presente que esta medida se reestructura en la nueva versión del documento, correspondiendo a la medida 20.
Otro	Medida 34. Adaptar la metodología de cálculo del valor del agua para el despacho económico, acorde a los nuevos requerimientos de flexibilidad del sistema	Explicar en mayor detalle la medida. ¿Se propone ejecutar PLP y PMP con distintos escenarios de recurso renovable? ¿De demanda? ¿Considerando posibles fallas? Por el lado de la PCP, ¿cómo se representará esa mayor flexibilidad? ¿Igual que en los modelos de mayor plazo, o a través de un aumento en los requerimientos de los SSCC como el CPF y el CSF? Esta medida puede modificarse para definir un monto porcentual de SSCC que solo puede ser entregado por los embalses y las centrales de almacenamiento. Sin embargo, esto deberá ser analizado en detalle, nuevamente, para evitar incurrir en sobrecostos sistémicos.	Esta medida se reestructura en la nueva medida 20. Esta última pretende mejorar la metodología mediante la cual se incorpora el cálculo del valor del agua en la programación de operación. Por lo mismo, será el DS N°125 el cual establecerá los principios que el Coordinador Eléctrico Nacional debe considerar para el cálculo del costo de oportunidad de las energías gestionables del sistema. En dicha oportunidad se discutirá con mayor detalle el diseño y mejoras a introducir.
Sector Privado	Medida 35. Actualizar la metodología utilizada para la determinación de costos marginales para que representen las restricciones intertemporales de la operación	1. Solicita indicar los potenciales impactos de la medida respecto de la disminución de horas con costo marginal a cero durante un año en los posibles escenarios de evaluación de la operación.	Se precisa el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la medida 35 queda fuera de este último.
Academia y Centros de Investigación	Medida 35. Actualizar la metodología utilizada para la determinación de costos marginales para que representen las restricciones intertemporales de la operación	Incorporar la flexibilidad en el cálculo del costo marginal permitirá valorar adecuadamente las tecnologías, incentivando la inversión en soluciones más eficientes y sostenibles para el sistema eléctrico.	Se precisa el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la medida 35 queda fuera de este último.
Academia y Centros de Investigación	Medida 35. Actualizar la metodología utilizada para la determinación de costos marginales para que representen las restricciones intertemporales de la operación	Actualizar los costos marginales es necesario, pero podría causar incertidumbre mientras se ajustan las nuevas metodologías.	Se precisa el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la medida 35 queda fuera de este último.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Academia y Centros de Investigación	Medida 35. Actualizar la metodología utilizada para la determinación de costos marginales para que representen las restricciones intertemporales de la operación	Muy bien.	Se precisa el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la medida 35 quierda fuera de este último.
Sector Privado	Medida 35. Actualizar la metodología utilizada para la determinación de costos marginales para que representen las restricciones intertemporales de la operación	Se sugiere establecer también una metodología para calcular el costo de oportunidad de los sistemas de almacenamiento.	La metodología de cálculo de costo de oportunidad para sistemas de almacenamiento de energía ya se encuentra presente en la regulación vigente. Sin perjuicio de lo anterior, la medida 20 pretende perfeccionar estos mecanismos.
Sector Privado	Medida 35. Actualizar la metodología utilizada para la determinación de costos marginales para que representen las restricciones intertemporales de la operación	¿De que manera se va a utilizar la variable dual para determinar el marginal en tiempo real? ¿habrá una lista de merito por hora (no por bloques como existe hoy), para tener una noción rapida en tiempo real de como se debe despachar o retirar alguna central?	Se precisa el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la medida 35 quierda fuera de este último.
Sector Privado	Medida 35. Actualizar la metodología utilizada para la determinación de costos marginales para que representen las restricciones intertemporales de la operación	¿De que manera se va a utilizar la variable dual para determinar el marginal en tiempo real? ¿habrá una lista de merito por hora (no por bloques como existe hoy), para tener una noción rapida en tiempo real de como se debe despachar o retirar alguna central?	Se precisa el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la medida 35 quierda fuera de este último.
	Medida 35. Actualizar la metodología utilizada para la determinación de costos marginales para que representen las restricciones intertemporales de la operación	En un contexto de transición energética profunda, como es el caso del sistema eléctrico chileno, en conjunto con una revisión de la metodología para determinar los costos marginales, se requiere realizar un análisis respecto de si la señal marginalista actualmente es suficiente para sustentar las inversiones existentes y futuras del sistema eléctrico para lograr la transición energética. En ese contexto, se solicita que el Ministerio realice un análisis de la pertinencia que, por ejemplo, se determine el costo marginal considerando el costo de desarrollo de las tecnologías renovables de menor costo que se encuentran operando en un instante determinado.	Se precisa el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la medida 35 quierda fuera de este último.
Sector Privado	Medida 35. Actualizar la metodología utilizada para la determinación de costos marginales para que representen las restricciones intertemporales de la operación	La metodología de costos debe ser revisada. Las restricciones de cada tecnología y su aporte de flexibilidad no están reconocidas. En un sistema altamente renovable, los activos térmicos tendrán un rol complementario. En este rol, las térmicas generan menos, su factor de capacidad no será de carga base, ciclan varias veces al día y operan a diferentes puntos de carga. Si el sistema suplementa su firmeza con generadores térmicos inflexibles, este tipo de activos tiene altos costos de operación en carga parcial ya que su eficiencia se reduce significativamente, el tiempo de operación mínimo es alto y sus costos de arranque son altos. Esto ocasiona por ende un aumento de los costos totales del sistema. Es primordial que se den señales claras de mercado para incentivar aquellos generadores térmicos que sean altamente flexibles y que esta flexibilidad operacional no aumente sus costos los que son generalmente transferidos al sistema. Clásico problema de los Ciclos Combinados de gas (CCGT) o Plantas de carbón. Un punto adicional es que el sistema solo debería pagar por los períodos en el que se requiere generación, y no por el tiempo que este generador necesita para ser eficiente o para cubrir los costos adicionales por su ciclaje. De no ser así, el sistema termina pagando por estos los que indudablemente se transfieren a tarifa del consumidor. Para ver un análisis de estas diferencias de costos utilizando, consulte la Sección de Resultados 2 del Estudio Técnico de Wartsila Navigating the Energy Transition in Chile, a reliability-focused approach	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública. Se precisa el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la medida 35 quierda fuera de este último.
Otro	Medida 35. Actualizar la metodología utilizada para la determinación de costos marginales para que representen las restricciones intertemporales de la operación	Explicar en mayor detalle la medida.	Se precisa el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la medida 35 quierda fuera de este último.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	Estimamos necesario que esta medida contemple/redunde en una mejora en las condiciones de bancabilidad que experimentan actualmente los contratos regulados.	La propuesta está orientada a implementar herramientas adicionales en las bases y formato de las licitaciones a fin de incentivar un sistema eléctrico más resiliente y eficiente. En este contexto, la condición económica particular del oferente que posibilite el cumplimiento del contrato consiste en un elemento con el que el mismo oferente debe lidiar.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	1. En relación al “Objetivo” se indica una serie de criterios para una reformulación de las licitaciones de suministro, entre ellos 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”. Se solicita aclarar: i. Cuál de los tres atributos enunciados tendrán “más relevancia” para el sistema eléctrico, y si dicha prelación será permanente o variable según las necesidades del sistema eléctrico. ii. Si el Ministerio ha considerado que el mandato legal en las licitaciones de suministro de clientes regulados es a que las distribuidoras adjudiquen el suministro a las “ofertas más económicas” (art. 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos). En este sentido, el propósito de un sistema “más resiliente y eficiente” no necesariamente se alinea con un suministro a menor precio. Al contrario, podría ser de mayor precio, con consecuencias negativas de largo plazo. En este contexto, atributos como suficiencia y servicios complementarios, deben gestionarse a través de los mecanismos de mercado correspondiente y no mediante las licitaciones de suministro a clientes regulados.	Se elimina el primer punto de la propuesta. Cabe destacar que el punto “Nuevos modelos de contratos”, tiene el objetivo de abordar una asignación óptima de contratos a través de la diversificación de los periodos e inicios de prestación de estos. La evaluación de eventuales modificaciones a los contratos de suministro regulado tendrá como objetivo incorporar cambios en los procesos de licitaciones de suministro, para integrar mejoras orientadas a satisfacer nueva demanda.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	Se solicita que además se evalúe incorporar dentro de la metodología de evaluación de los oferentes de contratos regulados la consideración de que el lugar en que los proyectos de generación que respaldan los contratos incide en las necesidades de expansión del sistema de transmisión, que terminan pagando todos los usuarios. Así, no deberían ser equivalentes proyectos de generación que se ubiquen lejos de los centros de consumo respecto a los que se ubiquen cerca.	Es parte de la inclusión de medidas a las que refiere el punto “requisitos particulares”. Se ajusta la redacción de este último.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	1. Solicita señalar cuáles serían los artículos que deberían modificarse en la Ley General de Servicios Eléctricos. 2. Solicita señalar si se considera mantener la condiciones de la licitación de suministro regulado 2022/01 respecto de traspasar los denominados “pagos laterales” directamente a los consumidores.	El Plan de Descarbonización busca dar una visión global de las medidas a adoptar para adecuar el sistema eléctrico a una transición energética segura y eficiente. En ese sentido, la identificación de artículos respectivos, así como lineamientos respecto a criterios particulares en que se hayan considerado en instancias anteriores, quedan fuera del alcance del presente documento.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	1. Las licitaciones de suministro corresponden a licitaciones que buscan abastecer el suministro de un segmento en particular, por lo cual no deberían considerar criterios o atributos distintos a los son requeridos por el sistema de manera generalizada. 2. ¿El sistema de ponderación de atributos deseados (flexibilidad, seguridad y sostenibilidad) será discrecional para cada licitación? ¿Qué organismo definirá dicha ponderación? ¿Dicha ponderación será conocida por los participantes de las licitaciones al momento de recibir las bases? 3. Se solicita que las licitaciones de clientes regulados sean tecnológicamente neutras.	Respecto al primer y segundo numeral, se elimina el punto “sistema de ponderación de atributos deseados”. Finalmente, en relación con el tercer numeral, el objetivo es orientar las prestaciones tecnológicas del parque generador a satisfacer criterios comunes de distintos atributos, como la capacidad de respuesta o la seguridad de suministro, entre otros.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	- Se solicita que además se evalúe incorporar dentro de la metodología de evaluación de los oferentes de contratos regulados, la consideración de que el lugar en que los proyectos de generación que respaldan los contratos incide en las necesidades de expansión del sistema de transmisión, que terminan pagando todos los usuarios. Así, no deberían ser equivalentes proyectos de generación que se ubiquen lejos de los centros de consumo respecto a los que se ubiquen cerca.	Es parte de la inclusión de medidas a las que refiere el punto “requisitos particulares”. Se ajusta la redacción de este último.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	Una de las mejoras a las bases de licitación para suministro de distribuidoras es hacer compatible los patrones de consumo de los clientes respecto a una oferta 24x7 con energía renovables y sistemas de almacenamiento. En ese sentido, se debe analizar mecanismos que permitan incentivar el consumo de la demanda en bloques de tal forma que las empresas comprometidas con la descarbonización puedan diseñar ofertas costo efectivas, en formato flat 24x7, a partir de un portafolio eficiente de nuevos proyectos renovables, baterías y uso de activos de generación existentes con bajas emisiones de CO2eq. Respecto a la ponderación de atributos deseados en los procesos de licitaciones reguladas, se debe incentivar que las unidades existentes y las reconversiones de unidades carboneras que utilicen Gas y que puedan entregar atributos de seguridad, flexibilidad y sostenibilidad, posibiliten su aporte en un horizonte que justifique la extensión de su vida útil, la renovación de permisos sectoriales y la eventual transformación en infraestructura que provea una demanda para los green fuels.	La formulación de un mecanismo de incentivos al comportamiento de la demanda (ejemplo de ello las tarifas del tipo Time of Use) excede el alcance de la presente medida, supeditada a realizar cambios en la licitación de suministro. Respecto al segundo párrafo, parte del punto “nuevos modelos de contratos” pretende diversificar los periodos de la prestación del servicio entregando mayor flexibilidad en las licitaciones.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	- Se solicita que además se evalúe incorporar dentro de la metodología de evaluación de los oferentes de contratos regulados, la consideración de que el lugar en que los proyectos de generación que respaldan los contratos incide en las necesidades de expansión del sistema de transmisión, que terminan pagando todos los usuarios. Así, no deberían ser equivalentes proyectos de generación que se ubiquen lejos de los centros de consumo respecto a los que se ubiquen cerca.	Es parte de la inclusión de medidas a las que refiere el punto “requisitos particulares”. Se ajusta la redacción de este último.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	2.- Pág 61. Se plantea: "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." Si bien esto no parece una mala idea por sí misma, hay que tener en consideración que contratos por volúmenes bajos y períodos cortos, no permitirán financiar proyectos energéticos nuevos (o al menos no de manera fácil). En este sentido, es necesario tener en cuenta que estas licitaciones de "ajuste" serán suministrada por los actores que ya estén participando en el sistema y que tengan energía disponible, lo que limita la competencia y puede generar mayores precios. Además, queremos recalcar que se debe ser claro en indicar que estos nuevos contratos son para responder a falta de demanda por suministrar y no para diluir contratos con precios más caros.	En virtud de lo expuesto, una vez se profundice en la medida, se evaluará la implementación de alternativas que permitan mitigar el riesgo de llegar a soluciones no óptimas en contratos de corto plazo. Respecto al motivo de las licitaciones, se ajusta la redacción para indicar que su finalidad es satisfacer demanda no suministrada, es decir, la evaluación de eventuales modificaciones a los contratos de suministro regulado tendrá como objetivo incorporar cambios en los procesos de licitaciones de suministro, para integrar mejoras orientadas a satisfacer nueva demanda.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	3.- Pág 61. Se plantea: "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." Evaluar si realmente debe ser un requerimiento para cada tipo o fuente de energía, o si esto puede ser despejado por el mercado. Respecto de las medidas de inserción en el territorio, esto debe resolverse por medio del mercado.	Se modifica la definición en el tenor de establecer requisitos técnicos específicos según las prestaciones tecnológicas de cada oferta, para el cumplimiento de criterios comunes de evaluación. Se podrán considerar factores como la capacidad de respuesta o la seguridad de suministro, entre otros.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	Finalmente, cada empresa evalúa su proyecto y la competitividad de este, en función del cumplimiento de estándares medioambientales y territoriales que deben ser claros. En este sentido, más que definir requisitos particulares, la legislación ambiental y territorial debe ser clara, no discrecional, ágil y previsible, de manera que los agentes puedan sopesar todas las variables al momento de realizar una oferta.	Se ajusta la redacción para clarificar que el punto de "requisitos particulares" alude a señales de localización.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	1.- ¿Es el mercado regulado el llamado a soportar financieramente estos nuevos requerimientos/atributos? Además, por favor explicitar cuál es el problema a solucionar en las bases, a partir de qué diagnóstico se determinó que éste era el instrumento adecuado para introducir estos atributos/requerimientos y qué es lo que se quiere mejorar de las bases de licitación para clientes regulados.	Respecto a los atributos, se remueve el punto "Sistemas de ponderación de los atributos deseados" de la medida. En relación con los requisitos más exigentes, las tecnologías relacionadas a la licitación se posicionan teóricamente como un respaldo al cumplimiento de la energía comprometida. Así, proponer incentivos técnicos y señales de localización dentro del proceso de licitación, para instalaciones que respalden la oferta de energía, resulta coherente, en el sentido de nuevas necesidades sistémicas en función del tipo de generación que las respala. Dicho esto, parte de la medida consiste en evaluar sus implicancias. Se modifica la redacción para clarificar lo anterior.
Academia y Centros de Investigación	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	Priorizar la flexibilidad, seguridad y sostenibilidad, junto con requisitos técnicos más exigentes y nuevos modelos de contratos, permitirá adaptarse mejor a las energías renovables y las condiciones del mercado.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	Las modificaciones a las licitaciones pueden mejorar la gestión, pero podrían generar confusión al principio.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	Muy bien.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	1) En consistencia con las Medidas 23 y 24, se propone que esta medida también incluya o pondere los atributos de Flexibilidad, Suficiencia y Resiliencia, en tanto son necesarios o habilitantes para avanzar en el proceso de transición energética. Se solicita incluir ambos atributos. 2) Respecto a la ponderación de atributos deseados en los procesos de licitaciones reguladas, se debe incentivar que las unidades existentes y las reconversiones de unidades carboneras que utilicen Gas Natural, puedan entregar los atributos antes indicados y que se habilite su aporte en un horizonte que justifique la extensión de su vida útil, la renovación de permisos sectoriales y la eventual transformación en infraestructura que provea una demanda para los green fuels.	Respecto al primer numeral, el punto "Sistema de ponderación de atributos" es removido de la medida. En relación con el segundo numeral, punto "Nuevos modelos de contratos" pretende diversificar los plazos de los contratos de suministro. El proceso de licitación se lleva a cabo en función de las ofertas más económicas presentadas en conjunto con la valoración de los atributos asociados a dicha oferta resultando así un proceso competitivo.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	<p>1. En primer lugar se sugiere elaborar un diagnóstico del sistema de licitaciones reguladas.</p> <p>2. La propuesta podría estar promoviendo atributos del sistema eléctrico a través de un instrumento inadecuado. Las licitaciones de suministro corresponden a licitaciones que buscan abastecer el suministro de un segmento en particular, por lo cual no deberían considerar criterios o atributos que son requeridos por el sistema de manera generalizada. Previo a incorporar modificaciones a las licitaciones reguladas, se sugiere evaluar los instrumentos que permitirían incorporar flexibilidad, seguridad y sostenibilidad en el sistema de manera eficiente, sin necesariamente utilizar un segmento particular como son los clientes regulados para financiar estos atributos de todo el sistema.</p> <p>En cuanto a otras consideraciones más específicas:</p> <p>3. Se considera relevante que las licitaciones de clientes regulados sean tecnológicamente neutrales.</p> <p>4. Se podría evaluar no restringir la posibilidad de iniciar licitaciones sólo en base a supuestos relacionados con falta de energía contratada en el corto plazo, sino ampliarlo a otros supuestos debidamente argumentados por la CNE en su informe final.</p>	Respecto a los primeros 2 numerales, un diagnóstico general es que al basar exclusivamente los criterios de selección de ofertas en la energía y el precio ofertado, se ignoran los costos relacionados a la operación de las instalaciones asociadas, por otro lado, las ofertas pueden haberse realizado en periodos coyunturales que responden a necesidades o precios específicos de ese periodo. Dicho esto, parte de la medida consiste en evaluar sus implicancias. Se modifica la redacción para clarificar lo anterior. Finalmente, el punto “Sistema de ponderación de atributos deseados” queda fuera de la medida. En relación con el tercer numeral, el objetivo es orientar las prestaciones tecnológicas del parque generador a satisfacer criterios comunes de distintos atributos. Finalmente, la medida está orientada a licitaciones de suministro para nueva demanda.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	Se menciona mucho colocar mas restricciones, cuando tambien es necesario dar alguna fleibilidad, por ejemplo, exigir que los actores que participen de la licitacion esten obligados a tener un margen de energia disponible para capturar deficit de energia de otros actores, impidiendo la posibilidad de adjudicacion del total de su produccion, considerando además la sobrecontratacion que existe hoy es una restricción que causa un efecto de rechazo hacia la participacion en estas licitaciones. Además, debe quedar mas claro los horizontes de tiempo que se harán las licitaciones, lo cual es una muy buena accion, como se menciona en las propuestas del informe elaborado por ISCI y SPEC	La medida pretende diversificar los periodos de la prestación del servicio entregando mayor flexibilidad en su diseño. La metodología de aplicación, así como los horizontes que eventualmente se designarán, quedan fuera del alcance del presente documento.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	Se menciona mucho colocar mas restricciones, cuando tambien es necesario dar alguna fleibilidad, por ejemplo, exigir que los actores que participen de la licitacion esten obligados a tener un margen de energia disponible para capturar deficit de energia de otros actores, impidiendo la posibilidad de adjudicacion del total de su produccion, considerando además la sobrecontratacion que existe hoy es una restricción que causa un efecto de rechazo hacia la participacion en estas licitaciones. Además, debe quedar mas claro los horizontes de tiempo que se harán las licitaciones, lo cual es una muy buena accion, como se menciona en las propuestas del informe elaborado por ISCI y SPEC	La medida pretende diversificar los periodos de la prestación del servicio entregando mayor flexibilidad en su diseño. La metodología de aplicación, así como los horizontes que eventualmente se designarán, quedan fuera del alcance del presente documento.
	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	Pareciera que antes del análisis de licitaciones de suministro para licitaciones regulados, se debe revisar si es que los atributos que se plantean en esta medida son transversales para todos los clientes, tantos libres como regulados. En caso que los atributos sean para ambos clientes, entonces se deben buscar mecanismos para que estos sean transversales, independiente del tipo de cliente.	Las tecnologías relacionadas a la licitación se posicionan teóricamente como un respaldo al cumplimiento de la energía comprometida. Así, resulta coherente la aplicación de este tipo de exigencias en las licitaciones. Sin perjuicio de lo anterior, el punto “Sistema de ponderación de atributos deseados” es removido de la medida.
Sector Privado	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	El éxito de la subasta de infraestructura de condensadores síncronos ha demostrado que este mecanismo existente ya es capaz de abordar las necesidades emergentes del sistema con un alto nivel de detalle según lo definido por el operador del sistema. Este mecanismo se puede implementar nuevamente para contratar activos altamente flexibles que respalden la adecuación del sistema y la respuesta a corto plazo a las fluctuaciones del sistema. Los servicios auxiliares deben responder rápidamente a los cambios necesarios para garantizar la estabilidad del sistema energético incluso con el carácter intermitente de las fuentes renovables. En muchos casos como en Chile, las centrales eléctricas de carbón y de turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT) se utilizan para servicios auxiliares. Pero debido a su baja tasa de rampa y al alto tiempo mínimo de actividad e inactividad, las plantas tradicionales no son la mejor opción. Además, es posible que el operador del sistema necesite operar plantas costosas para cumplir con los requisitos del sistema, lo que aumenta los costos operativos generales del sistema. Muchas plantas de carbón también necesitan operar a una utilización más baja, lo que significa que sus tasas de calor se ven afectadas. A diferencia de las tecnologías inflexibles, las plantas de energía de motor ofrecen altas tasas de rampa (tan solo 30 segundos) y tienen un amplio rango de salida (10-100%). Esto les permite arrancar rápidamente y/o subir o bajar según sea necesario. Los motores tampoco sufren operaciones continuas de arranque/parada. Por estas razones, las plantas de flexibles como los generadores de motor son una solución ideal para proporcionar servicios auxiliares. Algunas métricas importantes que deben ponderarse son el tiempo de arranque y parada, el costo de arranque, capacidad de rampa, y min uptime and downtime Para más detalle, ver documento adjunto del Estudio Técnico de Wärtsilä sobre la comparación entre las diferentes tecnologías a gas. Navigating the Energy Transition in Chile, a reliability-focused approach	Muchas gracias por su observacion.
Otro	Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.	Se debe poner especial énfasis en disminuir la duración máxima de los contratos, además de conseguir que no tengan más de un cierto porcentaje de energía amarrados a indexadores que han experimentado grandes variaciones en el último tiempo (como el precio del gas). Claramente se debe excluir a la inflación de esta limitación, dado su impacto transversal en todos los contratos.	La temporalidad de los contratos es uno de los elementos abordados en esta medida. Así se contará con una evaluación de la integración de distintos modelos de contrato con diversos periodos de duración e inicio de prestación, con el fin de poseer herramientas adecuadas al momento de licitar, acordes a las condiciones de mercado. Respecto a los indexadores, se evaluará su pertinencia al momento de abordar la medida.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	1. Solicita señalar cuáles serían los artículos que deberían modificarse en la Ley General de Servicios Eléctricos.	El Plan de Descarbonización busca dar una visión global de las medidas a adoptar para adecuar el sistema eléctrico a una transición energética segura y eficiente. En ese sentido, la identificación de artículos respectivos queda fuera del alcance del documento. De todas maneras, los artículos específicos a modificarse -o incluirse- dependerán de qué organismo asuma mayores responsabilidades en esta materia.
Sector Privado	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	1. Analizar la posibilidad de crear una institución de monitoreo de la competencia que actúe de manera independiente al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), la Comisión Nacional de Energía y el Ministerio de Energía, como ocurre en otros países.	Gracias por la propuesta. La alternativa planteada se evaluará al momento de profundizar en la medida, tomándose como parámetros las mejores prácticas internacionales al respecto.
Sector Privado	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	1.- No queda claro: acá se propone estudiar el mercado de ofertas y cómo se manejan temas de competencias para adaptar al mercado nacional, ¿entonces qué pasa con otras medidas del plan que recomiendan analizar la conveniencia de pasar a un mercado de oferta? Al menos en esta medida, se entiende que se quiere avanzar hacia allá. Sería bueno que se transparente esto explícitamente, porque por otro lado se habla de adecuar el sistema marginalista actual, no quedando claro cuál será finalmente el modelo de mercado que se quiere promover.	Actualmente, nuestro sistema marginalista se basa en la declaración de costos por parte de los participantes del mercado mayorista y su eventual auditoría por parte del Coordinador. En ese sentido, el rol de la competencia tiene un espacio acotado que se limita a monitorear y sancionar por parte de las autoridades competentes eventuales ilícitos anticompetitivos. Por lo mismo, a medida que se avance en promover una mayor competencia en el mercado mayorista de energía, se vuelve más relevante contar con las facultades para monitorear más intensamente el poder de mercado de los agentes y la existencia de eventuales ilícitos colusorios.
Sector Privado	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	Pareciera ser razonable contar con un monitoreo de la competencia complementario e independiente a las labores específicas del CEN. Podría considerarse un rol de la FNE, como un doble chequeo a los informes del CEN.	Gracias por la propuesta. Actualmente, en caso de que el Coordinador detecte indicios de atentados contra la libre competencia, deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda. De todas formas, la alternativa planteada se evaluará al momento de profundizar en la medida, tomándose como parámetros las mejores prácticas internacionales al respecto.
Academia y Centros de Investigación	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	Que las autoridades cuenten con herramientas adecuadas para intervenir cuando sea necesario, sin frenar la competitividad del sector.	Gracias por su participación en el proceso de consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Es bueno fortalecer e implementar cambios en la asignación de responsabilidades asociadas al monitoreo de la competencia en el sector eléctrico	Gracias por su participación en el proceso de consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Reforzar el monitoreo de la competencia es bueno para mantener un mercado justo	Gracias por su participación en el proceso de consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	Tener en consideración que debe existir una institución de monitoreo de la competencia que actúe de manera independiente al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), la Comisión Nacional de Energía y el Ministerio de Energía.	Gracias por su participación en el proceso de consulta pública. La alternativa planteada se evaluará al momento de profundizar en la medida, tomándose como parámetros las mejores prácticas internacionales al respecto.
Sector Privado	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	Bajo un esquema de subastas toma mucha relevancia una entidad capaz de monitorear los temas asociados a competencia en el sector eléctrico de manera específica, pero también sería relevante tener la capacidad de monitorear al mismo coordinador, ya que sus acciones muchas veces discrecionales pueden afectar gravemente la competencia, y sin que exista una obligación de rendir cuentas puede causar graves daños al mercado y sus participantes	Actualmente ya existen vías por las cuales los coordinados pueden impugnar el actuar del Coordinador Eléctrico Nacional, sea por infracción de la normativa eléctrica o de libre competencia. Así lo demuestra la jurisprudencia del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.
Sector Privado	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	Bajo un esquema de subastas toma mucha relevancia una entidad capaz de monitorear los temas asociados a competencia en el sector eléctrico de manera específica, pero también sería relevante tener la capacidad de monitorear al mismo coordinador, ya que sus acciones muchas veces discrecionales pueden afectar gravemente la competencia, y sin que exista una obligación de rendir cuentas puede causar graves daños al mercado y sus participantes	Actualmente ya existen vías por las cuales los coordinados pueden impugnar el actuar del Coordinador Eléctrico Nacional, sea por infracción de la normativa eléctrica o de libre competencia. Así lo demuestra la jurisprudencia del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.
	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	Se sugiere explorar si es que será conveniente para el mercado eléctrico chileno, al igual que en otras jurisdicciones, que exista otro agente que monitoree la competencia.	Gracias por la propuesta. La alternativa planteada se evaluará al momento de profundizar en la medida, tomándose como parámetros las mejores prácticas internacionales al respecto.
Otro	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	En todos estos años aún no veo evidencia convincente de que un mercado de ofertas efectivamente va a disminuir los costos totales. Es mejor pasar a transparentar los Costos Variables No Combustibles de las distintas tecnologías y centrales.	Gracias por su participación en el proceso de consulta pública. El mercado de ofertas es una medida que se ha adoptado en la mayoría de los países del mundo con sistemas eléctricos modernos y robustos.
Sector Privado	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	Junto con implementar medidas para mejorar la información disponible para los consumidores finales, también deben implantarse medidas que permitan a los comercializadores conocer el comportamiento del consumo de los clientes.	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 querrá fuera de este último.
Sector Privado	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	1. Solicita señalar cuáles serían los artículos que deberían modificarse en la Ley General de Servicios Eléctricos.	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 querrá fuera de este último.
Sector Privado	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	1. Se sugiere explicitar los resguardos de confidencialidad que se deben considerar al compartir información procurando que no se vulneren los derechos de las empresas de negociar libremente sus precios, y por otro lado, que no se publique información comercialmente sensible.	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 querrá fuera de este último.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	es bueno fometar algo pero tambien algo malo ya que habra mucha competencia y mucha demanda	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 quierda fuera de este último.
Otro	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	es bueno fometar algo pero tambien algo malo ya que habra mucha competencia y mucha demanda	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 quierda fuera de este último.
Sector Privado	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	1.- ¿Qué información se está pensando compartir? Se debe cuidar que no se vulneren los derechos de las empresas de negociar libremente sus precios, y por otro lado, que no se publique información comercialmente sensible.	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 quierda fuera de este último.
Sector Privado	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	Complementar iniciativa con impulsar nuevamente el cambio a medidores digitales. Acelerar integración de medidores de clientes libres conectados a la red de distribucion a la PRMTE	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 quierda fuera de este último.
Academia y Centros de Investigación	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	Mejorar el acceso a la información en el mercado eléctrico es clave para fomentar la competencia y la eficiencia. Esto también incentivará inversiones en energías limpias y apoyará la descarbonización de la matriz energética.	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 quierda fuera de este último.
Academia y Centros de Investigación	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	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 seria una medida muy buena para los clientes.	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 quierda fuera de este último.
Academia y Centros de Investigación	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	Dar información clara a los clientes libres es excelente para fomentar la competencia, pero podría ser difícil organizarla de manera accesible.	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 quierda fuera de este último.
Sector Privado	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	1. Se recomienda disponer información clara y desagregada para clientes regulados, como por ejemplo, la información del VAD. 2. Evaluar si podría impulsarse nuevamente el cambio a medidores digitales de clientes regulados y libres conectados en distribución. 3. Se sugiere dejar por escrito los resguardos que se deben considerar al compartir información procurando que no se vulneren los derechos de las empresas de negociar libremente sus precios, y por otro lado, que no se publique información comercialmente sensible.	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 quierda fuera de este último.
Sector Privado	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	Hacer responsable al coordinado de informar de buena manera los contratos respectivos y que la plataforma habilitada para estos efectos este a la altura del mercado, ya que hoy deja bastante que desear con informacion desactualizada o con faltas de coherencia en su informacion	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 quierda fuera de este último.
Sector Privado	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	Hacer responsable al coordinado de informar de buena manera los contratos respectivos y que la plataforma habilitada para estos efectos este a la altura del mercado, ya que hoy deja bastante que desear con informacion desactualizada o con faltas de coherencia en su informacion	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 quierda fuera de este último.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía	Pareciera que lo indicado en esta medida no requiere de modificaciones legales ni reglamentarias, sino la voluntad y la disponibilidad de horas humanas para que la CNE logre desarrollar la medida en cuestión. En virtud de esto, se solicita que el Ministerio incorpore el análisis regulatorio que concluye la necesidad de una modificación legal para materializar esta medida. Sin embargo hay que considerar que la reducción de la demanda residencial podría agravar la situación financiera de los generadores de energía fotovoltaica a gran escala, concluyendo en un aumento de los precios ofertados, y por lo tanto un aumento de la cuenta de clientes finales	Se acota el alcance del plan de descarbonización. En este sentido, la Medida 38 quedara fuera de este último.
Sector Privado	Medida 39. Revisar esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento.	1. Falta especificar a qué servicios complementarios se refiere cuando habla de que estos presentan una alta volatilidad.	La volatilidad se refiere a la variabilidad del precio o costo unitario de prestación del servicio, es por ello que no está asociado a un servicio en particular. Se ajusta redacción para aclarar objetivo de la medida.
Sector Privado	Medida 39. Revisar esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento.	Creemos que se debe pensar un rediseño estructural del mercado de SSCC y no sólo ajustes como se plantea en el Plan de Descarbonización	La nueva medida 19 establece una revisión del mercado de servicios complementarios. Se está trabajando en el Desarrollo de estudio de flexibilidad del sistema interconectad y la definición de una agenada para el perfeccionamiento del mercado de SSCC. Gracias por su observación.
Sector Privado	Medida 39. Revisar esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento.	Se requiere dar celeridad a la implementación de licitaciones por nueva infraestructura y optimizar estos mecanismos. Para que las soluciones de tecnología se implementen en los plazos necesarios para reaccionar ante los problemas operacionales del sistema eléctrico, ante el reemplazo de los atributos sistémicos que en la actualidad son aportados por unidades carboneras.	Para cubrir las necesidades de flexibilidad por el cierre de centrales carboneras se han definido distinto periodos de análisis en el corto, mediano y largo plazo, así se hace necesario definir horizontes de evaluación de requerimientos de SSCC que permitan recoger las necesidades de mediano y largo plazo y con ello dar señales eficientes a la inversión en nuevas tecnologías que permitan acelerar la descarbonización. Dichas prestaciones se concretarían a través de contratos de mediano y largo plazo entregando mayores certezas a las inversiones, de acuerdo a lo establecido en la nueva medida 19 del plan de descarbonización.
Sector Privado	Medida 39. Revisar esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento.	1.- Pág 63. Se indica: "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." ¿A qué servicios se refiere?	La volatilidad se refiere a la variabilidad del precio o costo unitario de prestación del servicio, es por ello que no está asociado a un servicio en particular. Se ajusta redacción para aclarar objetivo de la medida.
Academia y Centros de Investigación	Medida 39. Revisar esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento.	La propuesta de introducir contratos de mediano y largo plazo en el mercado de Servicios Complementarios es una buena estrategia para fomentar la inversión en nuevas tecnologías, especialmente frente a la volatilidad de ciertos servicios. Es importante que su implementación sea bien diseñada para evitar distorsiones en el mercado.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 39. Revisar esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento.	Revisar esquema complementarios de licitaciones es una buena medida para las nuevas inversiones.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 39. Revisar esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento.	Revisar las licitaciones de largo plazo es clave	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 39. Revisar esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento.	Para mejorar la competitividad y adaptabilidad de las licitaciones, se recomienda establecer modelos de licitaciones que reflejen las particularidades de las tecnologías propuestas, fomentando tanto su viabilidad técnica como su rentabilidad económica.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 39. Revisar esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento.	1. Evaluar si es conveniente y cómo se podría incorporar incentivos para el desarrollo de soluciones que entreguen atributos de fortaleza de red y resiliencia al SEN. 2. Se solicita aclarar a qué servicios se refiere cuando se indica: "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."	La volatilidad se refiere a la variabilidad del precio o costo unitario de prestación del servicio, es por ello que no está asociado a un servicio en particular. Se ajusta redacción para aclarar objetivo de la medida.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 39. Revisar esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento.	Los contratos a largo plazo permitirán la financiación de activos como los condensadores síncronos. Por favor revisar la sección de conclusión del Estudio Técnico de Wartsila en el cual discutimos cómo la generación flexible de motor a gas, equipada con un condensador síncrono puede ofrecer el soporte las 24 horas del día, los 7 días de la semana sin necesidad de seguir consumiendo gas consuma. Hoy en día, el mecanismo de pago por capacidad no reconoce ni remunera los servicios adicionales que necesita el sistema, como la inercia, la capacidad de cortocircuito y la generación flexible. Sugerimos aplicar el mecanismo existente de contratación utilizado en 2024 para adquirir los condensadores síncronos. Este proporciona la señal a largo plazo necesaria para contratar estos servicios con solo ajustes menores. Para más detalle, ver documento adjunto del Estudio Técnico de Wartsila Navigating the Energy Transition in Chile, a reliability-focused approach	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Otro	Medida 39. Revisar esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento.	Evidentemente estos contratos de mediano y largo plazo deben ejecutarse a precios menores a los subastados, dado que asegurarán una remuneración a las empresas, lo que se puede aprovechar para reducir los costos sistémicos.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia	La revisión del periodo de control de punta debería de incorporarse en forma urgente a las acciones para dar señales apropiadas a la demanda eléctrica, reducir el uso de combustibles fósiles para el recorte de punta y permitir aumentar la producción industrial sin afectar la remuneración de potencia a la industria eléctrica.	Gracias por su observación. Actualmente, el reglamento de transferencias de potencia vigente establece que la Comisión Nacional de Energía deberá elaborar un informe que determine las metodologías y criterios bajo los cuales se determinará, semestralmente, el periodo de control de punta. Sin perjuicio de lo anterior, la Medida 25 del plan establece una revisión de los mecanismos dispuestos en el mercado de potencia.
Sector Privado	Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia	La medida señala que “Es necesario evidenciar si el mecanismo actual proporciona señales adecuadas para la inversión en tecnologías de generación flexibles y limpias”, pero la Ley Eléctrica en su Artículo 149°, en el que se describe el objetivo de las transferencias de potencia, indica que: “Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes...”. De esta forma, bajo la regulación vigente, el mecanismo de remuneración de potencia tiene relación con los requerimientos de suficiencia del sistema y no con los atributos de flexibilidad. En ese sentido, una modificación del alcance actual del pago de las transferencias de potencias entre los generadores, para incluir el atributo de flexibilidad, requiere no sólo de un cambio del DS 62/2006 y sus modificaciones, sino de la definición incluida en la Ley Eléctrica. Un aspecto a establecer en un cambio al mecanismo actual de pago de potencia es evitar una doble remuneración del atributo de flexibilidad, considerando la convivencia del mercado actual y futuro de SSCC y el de potencia de suficiencia. Además, se debe velar por que la señal económica que se busque establecer no desincentive el desarrollo de nuevos proyectos que presenten el atributo de flexibilidad con la implementación de nueva tecnología del tipo grid forming. Otra consideración que se debe considerar es que cualquier cambio normativo no perjudiquen las inversiones ya realizadas (grandfathering) y que el actual reglamento no permite la adición rápida de nuevas tecnologías, principalmente debido a que se debe adicionar un cálculo para cada tecnología nueva que se requiera incluir. Esto es un proceso muy lento, considerando los tiempos que implica la modificación de un reglamento.	Gracias por su observación. Respecto al primer punto, se realizan modificaciones al plan de con el fin de precisar que las eventuales modificaciones al mercado de potencia también incluyen un revisión de la ley.
Sector Privado	Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia	La revisión del periodo de control de punta debería de incorporarse en forma urgente a las acciones para dar señales apropiadas a la demanda eléctrica, reducir el uso de combustibles fósiles para el recorte de punta y permitir aumentar la producción industrial sin afectar la remuneración de potencia a la industria eléctrica.	Gracias por su observación. Actualmente, el reglamento de transferencias de potencia vigente establece que la Comisión Nacional de Energía deberá elaborar un informe que determine las metodologías y criterios bajo los cuales se determinará, semestralmente, el periodo de control de punta. Sin perjuicio de lo anterior, la Medida 25 del plan establece una revisión de los mecanismos dispuestos en el mercado de potencia.
Sector Privado	Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia	1.- Pág 63. Se indica: "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." ¿A qué se refiere con este punto? ¿Agregadores de demanda que gestionen demanda de punta?	Alude a cualquier mecanismo en el cual la demanda eléctrica pueda aportar suficiencia al sistema. Estos mecanismos serán estudiados con mayor precisión en el diagnóstico al que alude la Medida 25 del plan.
Sector Privado	Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia	La discusión de la metodología de remuneración de la potencia y la modificación al DS 62 es algo que, tras un largo proceso, acaba de terminarse. Incorporar una referencia, sin mayores bordes, a una nueva revisión a este mecanismo, puede definir nuevamente incertidumbres innecesarias para el sistema. Dado lo anterior, si bien podría ser razonable introducir cambios al marco regulatorio, éstos deben ser considerados sin afectar inversiones existentes ni futuras, con reglas claras y acordes con el desarrollo futuro de una matriz sustentable.	En esencia, la medida corresponde al estudio de los actuales mecanismos de reconocimiento y remuneración de potencia en el sistema eléctrico, las eventuales propuestas quedarán circuncritas a dicho diagnóstico.
Academia y Centros de Investigación	Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia	Incluir nuevos actores desde la demanda podría fomentar una mayor participación y mejorar la suficiencia del sistema. Es fundamental que los incentivos sean robustos y no distorsionen el mercado, promoviendo inversiones necesarias para un sistema más sostenible y eficiente.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia	Diagnosticar el mecanismo de remuneración de potencia es importante para optimizar el sistema	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia	Esta medida se debe orientar explícitamente a reducir o desincentivar el uso de diésel, en consideración a: Alto factor de emisiones; Fragilidad en logística/inventario; Alto costo operacional. Se solicita incluir este foco u orientación.	El objetivo de la medida es estudiar las metodologías de reconocimiento y remuneración de potencia, dentro del contexto de la descarbonización del sistema eléctrico. Las precisiones aplicables a cada tecnología serán parte de los resultados del estudio.
Sector Privado	Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia	1. La discusión de la metodología de remuneración de la potencia y la modificación al DS 62 es algo que, tras un largo proceso, acaba de terminarse. Incorporar una referencia, sin mayores bordes, a una nueva revisión a este mecanismo, puede definir nuevamente incertidumbres innecesarias para el sistema. Dado lo anterior, si bien podría ser razonable introducir cambios al marco regulatorio, éstos deben ser considerados sin afectar inversiones existentes ni futuras, con reglas claras y acordes con el desarrollo futuro de una matriz sustentable. 2. El objetivo de su revisión no debe ser evaluar si hay señales para inversión en tecnologías flexibles. Este atributo debe remunerarse mediante productos especialmente diseñados para entregar flexibilidad en el mercado de SSSC.	En esencia, la medida corresponde al estudio de los actuales mecanismos de reconocimiento y remuneración de potencia en el sistema eléctrico, las eventuales propuestas quedarán circunscritas a dicho diagnóstico. Respecto a la flexibilidad mencionada en la medida, esta se circunscribe a la flexibilidad esencial para la suficiencia, seguridad y eficiencia económica del sistema.
	Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia	Pareciera que el instrumento que sustenta esta medida es un estudio, y no la modificación del DS 62/2006, toda vez que el Ministerio indica que es "necesario evidenciar si el mecanismo actual proporciona señales adecuadas para la inversión...". Por último, se solicita que el Ministerio incorpore una modificación en el mercado de potencia tal que las plantas generadoras que presenten una vida mayor a la vida útil de la unidad de punta, no tengan pagos por potencia. Esto permitiría ir en apoyo de las centrales renovables, como también de los sistemas de almacenamiento.	Se ajusta redacción del instrumento para mayor entendimiento.
Sector Privado	Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia	Contratos competitivos a largo plazo para suministrar servicios complementarios soportará la inversión de nuevas tecnologías en Chile. Por favor refiere al Sección 2 del documento adjunto de Wärtsilä para más información sobre una propuesta relevante. Para más detalle, ver documento adjunto del Estudio Técnico de Wärtsilä Navigating the Energy Transition in Chile, a reliability-focused approach	Gracias por su observación, esto se aborda en la nueva Medida 19.
Academia y Centros de Investigación	Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia	Totalmente necesario estudiar el mecanismo actual para saber si esta proporcionando señales adecuadas	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	1. En relación al "Objetivo" de crear un esquema de cap-and-trade en el sector energía, se solicita aclarar: i. Si ello viabilizará la aplicación de un criterio de carbono neutralidad por sobre la generación cero emisiones al 2050. ii. Si en base a este esquema se permitirá mantener un nivel de emisiones. iii. Si se considera la posibilidad de esquemas de reconversión que utilicen carbón en conjunto con otros combustibles (ej. amoníaco verde), permitiendo abatir emisiones mediante el esquema de trading. iv. Si el esquema sería de carácter voluntario u obligatorio para centrales a carbón reconvertidas. v. Si el Ministerio puede entregar a los agentes del mercado el documento de Partnership con el Banco Mundial que sería la base del esquema. vi. Si el Ministerio ha considerado la interacción entre este mecanismo y el impuesto verde. Guacolda hace presente que se debe evitar generar "dobles costos" respecto del mismo hecho regulado.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	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	Se debe tener en consideración que la Ley Marco de Cambio Climático establece, en su artículo 15, un mecanismo de emisión de certificados de reducción o absorción de las emisiones de gases con efecto invernadero. Además, la ley 21.600 regula en su artículo 52 los contratos de retribución por servicios ecosistémicos (dentro de los cuales se considera la captura de carbono y para los cuales existen múltiples esquemas de implementación). De esta forma, nuestra legislación vigente contempla más posibilidades que la implementación de un sistema cap and trade, por lo que, si se pretende implementar soluciones basadas en el mercado para fortalecer la descarbonización, esto debe hacerse de manera coordinada con los diferentes organismos que serán parte de su diseño y funcionamiento. Por otra parte, pueden considerarse las medidas e incentivos que implementa la International Finance Corporation (IFC) del World Bank en materia de descarbonización (https://www.ifc.org/en/home).	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	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	1. Implementar un ETS en conjunto con un impuesto al carbono debería suponer que otra tecnología estaría entregando el atributo de seguridad que aportan las termoeléctricas a carbón, ¿quién va a suplir estos atributos para no poner en riesgo al sistema? ¿Se ha analizado el potencial efecto que podría tener en el CMP del sistema si en medio de este proceso se produce un nuevo periodo de sequía o alguna falla importante en el sistema que obligue a despachar térmicas a carbón? 2. Para los mecanismos de compensación que se implementen, se debe asegurar que estén alineados con los estándares de sistemas de comercio de emisiones internacionales.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	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	el mercado chileno es muy pequeño y los costos de un sistema de esta naturaleza son muy altos y el impuesto al carbono, actual, es muy bajo, así, un sistema de este tipo, se justificaría, asociado con algún país, o el ETS de la UE, por ejemplo	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
	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	Se sugiere establecer una meta de emisión muy estricta a las termoelectricas a carbón con el fin de que la reducción en emisiones sea real y de gran magnitud. Si no fuese así los valores asociados a una meta menos estricta serán traspasados a otras fuentes y no habrá una reducción real. En Chile hay ejemplos de aplicación de sistemas de compensación de emisiones. Un buen ejemplo es el sistema de compensación de emisiones de MP y NOx que existió en la Región Metropolitana liderados inicialmente por el SESMA y CONAMA y posteriormente por SEREMI de Salud RM en el marco del PPDA de la RM. También hay un no tan buen ejemplo, como es el caso de la compensación de emisiones de MP10 en el SEIA donde hay una gran cantidad de toneladas sin compensar.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	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	1.- Debiera reconocerse expresamente para los efectos del artículo 15 y 40 de la Ley 21.455, marco de cambio climático.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	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	Importante mencionar que el sistema de comercio de emisiones que se implemente debe ir en línea con soluciones internacionales.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Academia y Centros de Investigación	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	Este enfoque combinado permite a las empresas reducir emisiones de manera eficiente, aprovechando las oportunidades de ambos mecanismos. Si se diseña adecuadamente, puede acelerar la adopción de tecnologías limpias y contribuir a los objetivos climáticos.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Academia y Centros de Investigación	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	Implementar un sistema de comercio de emisiones puede incentivar la descarbonización, pero también podría generar resistencias en algunos sectores.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sociedad Civil y ONGs	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	El Registro Obligatorio de Emisiones como paso previo a un Sistema de Comercio de Emisiones Para determinar cuáles son los sectores económicos más contaminantes se requiere que los agentes reporten sus emisiones de GEI, lo que se conoce como "el reporte de huella de carbono". Así también, el establecimiento de un umbral de emisiones de GEI para estos sectores económicos contaminantes que se va ajustando anualmente, requiere de un registro histórico de emisiones o huella de carbono, para que exista razonabilidad en los ajustes de los umbrales y asignación de derechos de emisión. En suma, tal como sucedió en Colombia, antes de implementarse un ETS, se requiere contar con un Reporte Obligatorio de Emisiones que establezca la obligación de reportar emisiones de GEI a los agentes pertenecientes a los sectores más contaminantes.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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	Revisión de la finalidad de un futuro Sistema de Comercio de Emisiones El Plan de Descarbonización plantea crear 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”. Sin embargo, este enfoque revela una incongruencia respecto de la finalidad para la cual fueron creados los ETS en el marco climático internacional. Estos sistemas no se diseñaron para viabilizar recambios tecnológicos en el sector energético, sino para implementar una solución flexible que permita a los Estados avanzar en la reducción de emisiones de GEI a través del establecimiento de umbrales de emisión a los principales sectores contaminantes.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sociedad Civil y ONGs	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	Nuestra Propuesta La finalidad del ETS debe ser reformulada en el Plan de Descarbonización para que quede claro que no se trata de una medida para incentivar el lucro a través de la venta de derechos de emisión por parte de las centrales térmicas a carbón que van a hacer recambios o reconversiones. Más bien, sugerimos adoptar una finalidad climática genérica que sea concordante con su origen internacional. Esto luego debe complementarse con la aprobación de una Plataforma de Reporte Obligatorio de Emisiones que sirva para dar legitimidad a la identificación de los sectores con mayores emisiones de GEI, al establecimiento de umbrales y a la asignación de derechos de emisión.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sociedad Civil y ONGs	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	En un ETS, los agentes económicos que más emiten reciben derechos de emisión determinados por los umbrales establecidos para su sector. Al final de cada periodo de cumplimiento anual, deben utilizar estos derechos para cubrir la totalidad de las toneladas de GEI que emitieron. Si un agente supera su límite de emisión y no consigue adquirir derechos de emisión adicionales en el mercado, enfrenta sanciones. Además, el éxito de un ETS depende de un ajuste progresivo y constante de los umbrales de emisión asignados a los principales emisores, incentivando así la adopción de mejores prácticas de mitigación de GEI y promoviendo la innovación tecnológica.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sociedad Civil y ONGs	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	La Medida es lo suficientemente compleja, innovadora y amplia que se sugiere que debiera existir un plan exclusivo para este tema y no dentro del Plan de Descarbonización. Ello debido a que este enfoque revela una incongruencia respecto de la finalidad para la cual fueron creados los ETS en el marco climático internacional. Estos sistemas no se diseñaron para viabilizar recambios tecnológicos en el sector energético, sino para implementar una solución flexible que permita a los Estados avanzar en la reducción de emisiones de GEI a través del establecimiento de umbrales de emisión a los principales sectores contaminantes. La finalidad del ETS debe ser reformulada en el Plan de Descarbonización para que quede claro que no se trata de una medida para incentivar el lucro a través de la venta de derechos de emisión por parte de las centrales térmicas a carbón que van a hacer recambios o reconversiones. Más bien, sugerimos adoptar una finalidad climática genérica que sea concordante con su origen internacional. Esto luego debe complementarse con la aprobación de una Plataforma de Reporte Obligatorio de Emisiones o similar que sirva para dar legitimidad a la identificación de los sectores con mayores emisiones de GEI, al establecimiento de umbrales y a la asignación de derechos de emisión.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	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	1. Hoy en día existe un sistema de compensación de impuesto verde que está funcionando y ya han existido transacciones entre dueños de proyectos de captura o mitigación y emisores. Tomando esto en cuenta, se considera relevante evaluar la efectividad de que coexistan ambos mecanismos. 2. Para los mecanismos de compensación que se implementen, se debe asegurar que estén alineados con los estándares de sistemas de comercio de emisiones internacionales.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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	<p>Revisión de la finalidad de un futuro Sistema de Comercio de Emisiones</p> <p>El Plan de Descarbonización plantea crear 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”.</p> <p>Sin embargo, este enfoque revela una incongruencia respecto de la finalidad para la cual fueron creados los ETS en el marco climático internacional. Estos sistemas no se diseñaron para viabilizar recambios tecnológicos en el sector energético, sino para implementar una solución flexible que permita a los Estados avanzar en la reducción de emisiones de GEI a través del establecimiento de umbrales de emisión a los principales sectores contaminantes.</p> <p>En un ETS, los agentes económicos que más emiten reciben derechos de emisión determinados por los umbrales establecidos para su sector. Al final de cada periodo de cumplimiento anual, deben utilizar estos derechos para cubrir la totalidad de las toneladas de GEI que emitieron. Si un agente supera su límite de emisión y no consigue adquirir derechos de emisión adicionales en el mercado, enfrenta sanciones.</p> <p>Además, el éxito de un ETS depende de un ajuste progresivo y constante de los umbrales de emisión asignados a los principales emisores, incentivando así la adopción de mejores prácticas de mitigación de GEI y promoviendo la innovación tecnológica.</p> <p>El Registro Obligatorio de Emisiones como paso previo a un Sistema de Comercio de Emisiones</p> <p>Para determinar cuáles son los sectores económicos más contaminantes se requiere que los agentes reporten sus emisiones de GEI, lo que se conoce como “el reporte de huella de carbono”.</p> <p>Así también, el establecimiento de un umbral de emisiones de GEI para estos sectores económicos contaminantes que se va ajustando anualmente, requiere de un registro histórico de emisiones o huella de carbono, para que exista razonabilidad en los ajustes de los umbrales y asignación de derechos de emisión.</p> <p>En suma, tal como sucedió en Colombia, antes de implementarse un ETS, se requiere contar con un Reporte Obligatorio de Emisiones que establezca la obligación de reportar emisiones de GEI a los agentes pertenecientes a los sectores más contaminantes.</p> <p>Nuestra Propuesta</p> <p>La finalidad del ETS debe ser reformulada en el Plan de Descarbonización para que quede claro que no se trata de una medida para incentivar el lucro a través de la venta de derechos de emisión por parte de las centrales térmicas a carbón que van a hacer recambios o reconversiones. Más bien, sugerimos adoptar una finalidad climática genérica que sea concordante con su origen internacional.</p> <p>Esto luego debe complementarse con la aprobación de una Plataforma de Reporte Obligatorio de Emisiones que sirva para dar legitimidad a la identificación de los sectores con mayores emisiones de GEI, al establecimiento de umbrales y a la asignación de derechos de emisión.</p>	<p>Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.</p>
	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	No queda claro del todo la conclusión de que para materializar este sistema de comercio el instrumento sea un proyecto con el Banco Mundial. Se podría entender de lo anterior es que se realizará este estudio para evaluar la posibilidad de incorporar un mecanismo como el propuesto en la medida, por lo que se solicita confirmar esta hipótesis, y que para implementarse se requieren modificaciones de rango legal u otras que defina el Ministerio.	<p>Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.</p>
Otro	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	Vincular explícitamente esta medida con la 43.	<p>Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.</p>

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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	El Plan de Descarbonización en su medida N° 41 propone crear 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”. Sin embargo, esta parte de una incongruencia acerca de la finalidad para la cual fueron creados los ETS en el marco climático internacional, ya que no apuntan a viabilizar recambios tecnológicos en el sector energético, sino a implementar una solución flexible para que los Estados avancen en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), a través del establecimiento de umbrales de emisión a los agentes de los sectores económicos más contaminantes. Estos agentes adquieren derechos de emisión determinados por los umbrales del sector económico al que pertenecen, debiendo utilizar sus derechos de emisión al final de cada periodo de cumplimiento anual para respaldar la totalidad de las toneladas de GEI que emitieron durante ese tiempo. En caso de incumplir la obligación de respaldo y no conseguir adquirir derechos de emisión sobrantes, los agentes tienen que ser sancionados. Cada año, el umbral de emisión de los principales agentes emisores debe ser ajustado para promover que adopten las mejores prácticas de mitigación de GEI.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sociedad Civil y ONGs	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	Como se puede inferir, para determinar cuáles son los sectores económicos más contaminantes, se requiere que previamente los agentes que lo componen reporten obligatoriamente sus emisiones de GEI, también conocido como el reporte de huella de carbono. Así también, el establecimiento de un umbral de emisiones de GEI para estos sectores económicos contaminantes que se va ajustando anualmente, requiere de un registro histórico de emisiones o huella de carbono para que exista razonabilidad en los ajustes de los umbrales y asignación de cupos de emisión. Se recomienda revisar el proceso de Colombia para el diseño del sistema mandatorio de Reporte Obligatorio de Emisiones. En consecuencia, respecto de la Medida N°41, proponemos que se reformule la finalidad y objetivos del ETS en el Plan de Descarbonización, para desincentivar la especulación y evitar que la medida incentive el lucro a través de la venta de los derechos de emisión de las centrales a carbón que van a hacer recambios o reconversiones cosméticas como la co-combustión de carbón con amoniaco, o reconversión a otros fósiles como el gas natural. Al respecto, Chile debiera optar por adoptar una finalidad climática genérica más fiel al origen y objetivo internacional de este tipo de instrumentos	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sociedad Civil y ONGs	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	Proponemos desarrollar, instalar y validar un Registro Obligatorio de Emisiones como paso previo a un Sistema de Comercio de Emisiones. Luego, se puede evaluar la finalidad de un futuro Sistema de Comercio de Emisiones en base a los objetivos de reducción de emisiones de GEI en sectores más difíciles de mitigar los contaminantes climáticos.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.
Sector Privado	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	Valoramos el interés en explorar nuevos mecanismos de precio al carbono para incentivar un mercado de descarbonización en la economía, tales como un piloto de un Sistema de Comercio de Emisiones (ETS). Sin embargo, consideramos fundamental abordar los desafíos y oportunidades que esta iniciativa representa para la industria. -> El reciente inicio del sistema de compensación de emisiones SCE nos ha brindado lecciones sobre la dinámica de estos mercados y es importante reconocer que aún estamos en una etapa inicial y que se requiere de mayor tiempo para consolidar un mercado profundo y robusto. -> Dentro de los desafíos que se identificaron de la implementación del actual SCE, se encuentra, la definición del vintage el cual limitó en gran medida el volumen que ha se ha transado en el sistema. En este sentido aprovechamos para poner en consideración de una ampliación del plazo actualmente establecido para dicho reconocimiento 5 años. Una extensión de 5 años nos proporcionaría el tiempo necesario para garantizar la presentación de certificados de reducción de emisiones completos, asegurando así la integridad y eficacia del sistema de compensaciones. Además, creemos que esta ampliación de plazo beneficiaría a permitiría una implementación más efectiva y una participación más amplia en el sistema de compensaciones. -> La implementación de un nuevo sistema como el ETS podría generar volatilidad en los precios de los permisos de emisión, lo que a su vez incrementaría la incertidumbre para las empresas y dificultaría la planificación a largo plazo. Asimismo, la incorporación de un nuevo mecanismo regulatorio implica costos adicionales para las empresas, tanto en términos de inversión en tecnologías limpias como en los costos de adquisición de permisos. Por lo anterior para enriquecer la discusión, proponemos la creación de mesas de trabajo que incluyan a representantes del sector privado para discutir en detalle los desafíos y oportunidades asociados a la implementación de un ETS. Esta instancia permitiría conocer de primera mano la experiencia de las empresas, identificar las barreras existentes y definir soluciones conjuntas.	Muchas gracias por su sugerencia y el interés en participar de esta consulta pública. Aunque esta medida no es parte de la versión final de este plan, sí es parte de otras acciones desarrolladas por el Ministerio de Energía.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	La iniciativa de incorporar nuevas tecnologías al Sistema de Compensación de Emisiones del Impuesto Verde (SCE), implementado a nivel nacional, debe ser compatible con los estándares internacionales que permiten la transacción de certificado de reducción de emisiones. De esta forma, se aseguraría que proyectos como el co-firing o el uso de green fuels en unidades térmicas en operación actualmente, puedan presentar proyectos que acrediten reducción de emisiones y que los certificados puedan ser transados en el mercado nacional e internacional.	El Sistema de Compensación de Emisiones tiene alcance nacional.
Sector Privado	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	1. Se solicita confirmar si en las modificaciones a la Resolución Exenta N° 1420, de diciembre de 2023, del Ministerio del Medio Ambiente, se considerará incorporar en el "Sistema de Compensación de Emisiones" considerará incluir las inversiones para reconversión de centrales a carbón que usen co-firing con amoníaco. Entendemos que ello es así, por cuanto el PdD al enunciar las tecnologías utiliza la frase "tales como", es decir, es un enunciado ejemplar (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".	Los proyectos que impliquen reducciones de emisiones en fuentes emisoras gravadas con el propio compuesto no son aplicables en el Sistema de Compensación de Emisiones (Ver Artículo 7° del Decreto 4 APRUEBA REGLAMENTO DE PROYECTOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CONTAMINANTES PARA COMPENSAR EMISIONES GRAVADAS CONFORME A LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 8° DE LA LEY N° 20.780)
Sector Privado	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	1. La medida debe ser compatible con los estándares internacionales que permiten la transacción de certificado de reducción de emisiones.	El Sistema de Compensación de Emisiones tiene alcance nacional.
Sector Privado	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	La sostenibilidad y efectividad del plan de descarbonización debe contemplar la reconversión de las actuales plantas, generando incentivos para la adopción de tecnologías que reduzcan sus emisiones de carbono. Esta medida da la oportunidad de acelerar el proceso de reconversión, sin embargo, acota su impacto al centrar solo su marco de aplicación a la adopción de ciertas "tecnologías energéticas" para hacer uso del Sistema de Compensación de Emisiones. La capacidad de incidencia aumenta si el SCE se aplica sobre toda aquellas acciones y tecnologías implementadas que reduzcan las emisiones, permitiendo espacio para la innovación e inversión en tecnologías sostenibles.	El Sistema de Compensación de Emisiones depende del Ministerio del Medio Ambiente, por lo que otras tecnologías deberán ser propuestas por esta institución. El Ministerio de Energía, y el foco de esta medida, apunta a realizar propuestas técnicas respecto al segmento de generación eléctrica. Por ello, esta medida ha sido eliminada de la versión definitiva del Plan debido a que fue cumplida a través de la Resolución Exenta N° 7.067/2024 del Ministerio del Medio Ambiente.
	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	Se sugiere que en el sistema de compensación de emisiones, no se limite a "otras tecnologías energéticas", dado que también pueden existir compensaciones entre áreas de desarrollo distintas, como ejemplo se menciona, el gran impacto que podría tener la disponibilidad de agua para los sectores que hoy día presentan un riesgo hídrico crítico, y que con el solo hecho de contar con agua podrían transformar sus hoy desérticas regiones en tierra utilizable para agricultura o reforestación, teniendo un impacto importantísimo en la reducción de emisiones de CO2 equivalente.	El Sistema de Compensación de Emisiones depende del Ministerio del Medio Ambiente, por lo que otras tecnologías deberán ser propuestas por esta institución. El Ministerio de Energía, y el foco de esta medida, apunta a realizar propuestas técnicas respecto al segmento de generación eléctrica. Por ello, esta medida ha sido eliminada de la versión definitiva del Plan debido a que fue cumplida a través de la Resolución Exenta N° 7.067/2024 del Ministerio del Medio Ambiente.
Sector Privado	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	La iniciativa de incorporar nuevas tecnologías al Sistema de Compensación de Emisiones del Impuesto Verde (SCE), implementado a nivel nacional, debe ser compatible con los estándares internacionales que permiten la transacción de certificado de reducción de emisiones. De esta forma, se aseguraría que proyectos como el co-firing o el uso de green fuels en unidades térmicas en operación actualmente, puedan presentar proyectos que acrediten reducción de emisiones y que los certificados puedan ser transados en el mercado nacional e internacional.	El Sistema de Compensación de Emisiones tiene alcance nacional.
	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	Se desconoce cómo está operando el actual sistema de compensación de emisiones asociado a los impuestos verdes y si está considerando la toxicidad xcdel material particulado	Se invita a revisar más antecedentes del sistema en la página web del Ministerio del Medio Ambiente: http://portalcompensaciones.mma.gob.cl/

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	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	estoy de acuerdo con la integración de tecnologías revolucionarias bajas en carbono sera un gran aporte	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Otro	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	estoy de acuerdo con la integración de tecnologías revolucionarias bajas en carbono sera un gran aporte	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sector Privado	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	1.- No nos queda claro si modificando la Res. Ex. 1420/2023 se pueda implementar esta medida. Tal vez se requiera modificar el artículo 7º literal c) del Reglamento (DS 4/2023). Aclarar.	Gracias por su consulta. Sí, en efecto. De hecho, esta medida ha sido eliminada de la versión definitiva del Plan debido a que fue cumplida a través de la Resolución Exenta N° 7.067/2024 del Ministerio del Medio Ambiente.
Academia y Centros de Investigación	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	La modificación de la normativa para permitir el uso de tecnologías innovadoras, como el co-firing de hidrógeno, es un paso positivo, su éxito dependerá de cómo se adapten estas medidas a las nuevas tecnologías y necesidades del sector.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	El impuesto verde, a través de su sistema de compensación, generará una transformación industrial hacia modelos que respondan a los compromisos medioambientales seria bueno e importante.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Incorporar más tecnologías bajas en carbono es una excelente idea, pero podría ser difícil adaptarlas al sistema existente.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	Muy bien.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sociedad Civil y ONGs	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	Ver comentario al Eje 1.	Gracias por su comentario.
Sector Privado	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	La iniciativa de incorporar nuevas tecnologías al Sistema de Compensación de Emisiones del Impuesto Verde (SCE), implementado a nivel nacional, debe ser compatible con los estándares internacionales que permiten la transacción de certificado de reducción de emisiones.	El Sistema de Compensación de Emisiones reconoce diferentes estándares. Invitamos a reconocer su regulación asociada en la siguiente página web del Ministerio del Medio Ambiente: http://portalcompensaciones.mma.gob.cl/
Sociedad Civil y ONGs	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	Ver comentario al Eje 1.	Gracias por su comentario.
Otro	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	Dado lo urgente de la necesidad de reducción de contaminantes, y lo simple de la modificación legal (ya que no requiere ley) debería realizarse este año 2025.	De acuerdo con la urgencia y esta medida ha sido eliminada de la versión definitiva del Plan debido a que fue cumplida a través de la Resolución Exenta N° 7.067/2024 del Ministerio del Medio Ambiente.
Sector Privado	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	1. Se solicita aclarar el sentido de la palabra “distorsiones” que se indica en el “Objetivo” primer párrafo; esto da a entender que existiría a la fecha un “subsidio” o similar, cuestión que no es efectiva. Las centrales térmicas sujetas al gravamen asumen el costo, más aún en vista de recientes cambios regulatorios de la CNE respecto del funcionamiento del mecanismo de compensaciones que establece el inciso final del artículo 8° de la Ley N° 20.780.	Actualmente el impuesto a las emisiones no forma parte del costo variable, por lo que no cumple el principio de contaminador-pagador sobre el cual está diseñado el gravamen. Diferentes instituciones, incluyendo el FMI, han identificado ello como una distorsión del instrumento.
Sector Privado	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	1. Sería interesante conocer la razón por la cual se debe esperar hasta el 2028 para incorporar el impuesto a las emisiones al costo variable.	La principal razón de ello es entregar el plazo necesario para la adecuación y porque dicho cambio requiere de una reforma tributaria que, por un lado podrá ser un proyecto de ley del Ministerio de Hacienda y, por otro lado, requiere de una discusión legislativa. En ese sentido, el plazo busca ser realista considerando las etapas requeridas. De todas formas, los plazos han sido modificados en la versión definitiva e invitamos a revisar la Medida 3 “Instrumentos de incentivos a la descarbonización” que contiene esta temática.
Sector Privado	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	Para lograr el objetivo de reducción de emisiones de carbono por parte de las generadoras, es esencial incorporar el impuesto verde en el costo variable, para que la internalización de los costos sociales se refleje en el mercado spot, dándole mayor relevancia a las generadoras de emisiones bajas o nulas, y para acelerar el desarrollo e implementación de tecnologías que reduzcan la emisión de carbono. Incorporar a la Ley el término de prorrato entre empresas de bajas emisiones hacia las intensivas en carbono es un paso clave para darle el sentido correctivo al impuesto. La propuesta de gradualidad debe ser detallada y clara para no generar ambientes de incertidumbre, debe existir una hoja de ruta concreta, conocida y trabajada junto con la industria.	Se agradece el comentario. Los riesgos y oportunidades planteadas se considerarán en la implementación de la medida.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	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	siempre y cuando no lo puedan traspasar a los consumidores	Se agradece el comentario. Se considerará en la implementación de la medida.
Sector Privado	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	Si la medida tiene por objeto reducir efectivamente las emisiones, no basta únicamente con la incorporación del impuesto, en su tasa actual, al costo variable, eliminando el mecanismo posterior de compensación. Lo anterior, pues con la tasa actual (US\$ 5/tCO2) no alcanza a modificar el orden económico entre carbón y gas. El sistema en su actual funcionamiento ha demostrado eficiencia en incentivar el anuncio al retiro de unidades térmicas en base a carbón. Por lo demás, la incorporación a costo variable igualmente impactará a generadoras con contratos de suministro regulados vigentes, generando la potencialidad de gatillar revisión de precios de contratos. Solo creemos que una medida como esta puede cumplir el objetivo indicado, aumentando de manera importante la tasa del impuesto, sabiendo que ello provocará los efectos antes señalados (afectación a contratos y/o clientes finales)	Se agradece el comentario. Los riesgos y oportunidades planteadas se considerarán en la implementación de la medida.
Academia y Centros de Investigación	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	La propuesta de internalizar el impuesto al carbono en el costo variable de las unidades gravadas es una medida positiva para mejorar su eficiencia y reducir distorsiones en el mercado.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Academia y Centros de Investigación	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	El impuesto a las emisiones podría ayudar a reducir la contaminación, pero también podría aumentar los costos para los consumidores.	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.
Sociedad Civil y ONGs	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	Resulta oportuno que el Plan de Descarbonización incorpore el impuesto a las emisiones al costo variable, para que este elemento incida bajo un criterio de sostenibilidad en el orden de mérito económico que guía el despacho eléctrico. Cabe señalar que no se define metas concretas para aumentar el impuesto a las emisiones ni incluye un análisis sobre su impacto en la competitividad de las energías limpias. Esto limita su efectividad como herramienta de transición energética. La Medida debería establecer una ambición concreta respecto al valor al cual se pretende aumentar el impuesto a las emisiones. Nuestra Propuesta Se debiera establecer el aumento gradual con la meta de llegar al menos a un costo que sea equivalente al costo social de carbono, cuyo monto actualizado por el Ministerios de Desarrollo Social (2024) es de 63,4 USD/Ton CO2.	Se agradece su comentario. El Ministerio de Energía podrá proponer una ruta de precio para el impuesto a las emisiones, en base a un análisis técnico, al Ministerio de Hacienda y ello es parte de la implementación de la medida.
Sector Privado	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	Se sugiere evaluar: 1. El momento óptimo para comenzar con el aumento gradual considerando: (i) que podría estar vigente una sobretasa de 10 US\$/ton con el diseño actual del impuesto al carbono en caso de que se apruebe la medida propuesta por el Ejecutivo en el PL de Subsidios, (ii) los posibles riesgos financieros para algunos agentes del mercado y (iii) los riesgos operativos que podría generar 2. El efecto que podría tener una posible activación de cláusulas de renegociación de contratos por cambio significativo en condiciones y equilibrio de mercado.	Se agradece el comentario. Los riesgos y oportunidades planteadas se considerarán en la implementación de la medida.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
	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	La medida propuesta sugiere "incorporar el impuesto de carbono en el costo variable de las centrales afectadas e iniciar un incremento gradual, una vez finalizada la primera etapa de estabilización de tarifas eléctricas". Aunque se anticipa una mejora en el impacto del impuesto al carbono, esta medida resulta incompleta al no especificar la necesidad de aumentar dicho impuesto a un nivel que refleje adecuadamente las externalidades negativas asociadas a las emisiones de CO ₂ . En este sentido, el incremento del impuesto al carbono debería aspirar a alinearse con el costo social del carbono, que, según actualizaciones al 2024 del Ministerio de Desarrollo Social y Familia, se sitúa en 63,4 dólares por tonelada de CO ₂ . Como meta intermedia, el Plan de Descarbonización debería considerar la Estrategia de Instrumentos Económicos publicada por el Ministerio de Energía en 2022, la cual establece que entre 2026 y 2030 se incrementará gradualmente el precio del carbono hasta alcanzar los 35 USD por tonelada de CO ₂ equivalente para el año 2030. Establecer estos objetivos claros y ambiciosos es esencial para garantizar que el impuesto al carbono cumpla su función como herramienta efectiva en la descarbonización de la matriz eléctrica.	Se agradece su comentario. El Ministerio de Energía podrá proponer una ruta de precio para el impuesto a las emisiones, en base a un análisis técnico, al Ministerio de Hacienda y ello es parte de la implementación de la medida.
Sociedad Civil y ONGs	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	Resulta oportuno que el Plan de Descarbonización incorpore el impuesto a las emisiones al costo variable, para que este elemento incida bajo un criterio de sostenibilidad en el orden de mérito económico que guía el despacho eléctrico. Cabe señalar que no se define metas concretas para aumentar el impuesto a las emisiones ni incluye un análisis sobre su impacto en la competitividad de las energías limpias. Esto limita su efectividad como herramienta de transición energética. La Medida debería establecer una ambición concreta respecto al valor al cual se pretende aumentar el impuesto a las emisiones. Nuestra Propuesta Se debiera establecer el aumento gradual con la meta de llegar al menos a un costo que sea equivalente al costo social de carbono, cuyo monto actualizado por el Ministerios de Desarrollo Social (2024) es de 63,4 USD/Ton CO ₂ .	Se agradece su comentario. El Ministerio de Energía podrá proponer una ruta de precio para el impuesto a las emisiones, en base a un análisis técnico, al Ministerio de Hacienda y ello es parte de la implementación de la medida.
Otro	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	Mover esta medida al puesto 41, desplazando las dos siguientes en una posición hacia abajo. Esto permite formarse una idea completa con la medida 41 actual. Se puede adelantar esta medida considerando el subsidio eléctrico y los posibles avances en la reducción del precio estabilizado PMGD. Evitar que los pagos laterales (como por operación a mínimo técnico) incluyan el carbon tax, dado que no tiene sentido que una central ERNC termine pagando un monto de dinero por concepto de emisiones.	Gracias por su observación. Señalamos que esta medida ha sido reestructurada e invitamos a revisar la Medida 3 "Instrumentos de incentivos a la descarbonización". Por su parte, las alternativas de implementación de esta medida serán evaluadas en la mesa de trabajo descrita para ello.
Sociedad Civil y ONGs	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	Tal como se propone en la medida N°43, consideramos oportuno la incorporación del impuesto al costo variable, ya que no ha sido posible corregir el modelo de impuesto verde a las emisiones vía reforma tributaria. Al incorporar el gravamen en el costo variable de despacho de la energía, se logra además de corregir el instrumento económico para aplicar el "principio contaminador pagador", la posibilidad de incidir en el orden de despacho de las unidades de generación, para privilegiar a las energías más limpias. Sin embargo, la medida N° 43 no establece una ambición concreta respecto al valor al cual se pretende aumentar el impuesto verde. En este sentido, proponemos que el Plan de Descarbonización definitivo incluya en esta medida un aumento gradual del impuesto a las emisiones con la meta de llegar al año 2030 o 2035 al menos a un costo que sea equivalente al costo social del carbono, cuyo monto actualizado por el Ministerios de Desarrollo Social es de 63,4 USD/Ton CO ₂ (dólares la tonelada de dióxido de carbono equivalente).	Se agradece su comentario. El Ministerio de Energía podrá proponer una ruta de precio para el impuesto a las emisiones, en base a un análisis técnico, al Ministerio de Hacienda y ello es parte de la implementación de la medida.
Sector Privado	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	En relación con la Medida 43 del Plan de Descarbonización, se sugiere que el incremento gradual del impuesto a las emisiones de CO ₂ se inicie a partir de la próxima década. Esto permitiría enviar señales económicas de mediano y largo plazo, facilitando que los agentes del sector energético planifiquen con suficiente anticipación la renovación de sus parques generadores. Esta gradualidad contribuiría a una transición más ordenada, minimizando riesgos financieros y operativos para los actores del sistema eléctrico. Además, evitaría salidas abruptas de tecnologías térmicas que puedan comprometer la seguridad y flexibilidad del suministro energético, al tiempo que fomentaría inversiones en energías renovables y soluciones de almacenamiento. Se recomienda: 1-Establecer un cronograma de incremento gradual del impuesto al CO ₂ con plazos y metas claras para su implementación. 2-Incorporar mecanismos de transición que apoyen financieramente la adopción de tecnologías limpias, como subsidios o incentivos fiscales. 3-Realizar evaluaciones periódicas para monitorear el impacto del impuesto en el mercado y ajustar su aplicación según los resultados obtenidos. 4-Asegurar una comunicación transparente con los actores del sector para proporcionar certeza regulatoria y facilitar la adaptación al nuevo marco tributario. La implementación de un impuesto al CO ₂ con un enfoque gradual y planificado permitirá avanzar de manera efectiva hacia la descarbonización del sistema eléctrico, garantizando estabilidad y sostenibilidad en el proceso.	Se agradece su comentario. El Ministerio de Energía podrá proponer una ruta de precio para el impuesto a las emisiones, en base a un análisis técnico, al Ministerio de Hacienda y ello es parte de la implementación de la medida. Por otra parte, el Sistema de Compensación de Emisiones del Impuesto a las Emisiones en Fuentes Fijas cumple dicha función, mientras que otros mecanismos deberán ser propuestos, diseñados e implementados por las instituciones responsables y respectivas.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	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	1. Se solicita aclarar para qué fines se establecerá la metodología oficial de cálculo de emisiones, y si ello tendrá impacto en otras medidas del PdD (por ejemplo, Medidas 42 y 41).	Con el fin de formalizar el proceso de cálculo del factor de emisión, que calcula mensualmente el Ministerio de Energía junto a la Comisión Nacional de Energía, el cual es utilizado ampliamente para diferentes propósitos. Su formalización permitirá un mejor acceso a la información, mayor transparencia y evitar la doble contabilidad de emisiones.
Sector Privado	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	Esta medida puede promover desde la demanda un mayor incentivo y seguridad en lograr contratos completamente renovables	Se agradece su observación.
Academia y Centros de Investigación	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	Alinear la metodología con las guías del IPCC asegura que se sigan estándares internacionales y se evite la doble contabilidad.	Se agradece su comentario. Actualmente el Ministerio de Energía utiliza dicha metodología y el objetivo es formalizar ello.
Academia y Centros de Investigación	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	Tener un método claro para calcular las emisiones es esencial, pero el proceso puede ser técnico y complejo.	Se agradece su comentario. Cabe destacar que existen lineamientos claros y basados en la ciencia a través del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) que están reconocidos y validados a nivel internacional. Sin perjuicio de que la implementación y cálculo podrían ser un proceso complejo, el establecimiento de la metodología (que es la propuesta de medida) no se considera que lo sea.
Sector Privado	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	Se sugiere calcular el factor de emisión de tal manera que cumpla con los estándares internacionales.	Gracias por su interés por participar de esta consulta pública.
Sector Privado	Medida 45. Formalizar la plataforma RENOVA del Coordinador Eléctrico Nacional como la certificadora oficial de trazabilidad de energías renovables y limpias	En el caso de que la plataforma RENOVA del Coordinador sea seleccionada como la certificadora oficial de trazabilidad de energía renovable, esta debe ser compatible con estándares internacionales para que los clientes/usuarios, cuyas oficinas matrices se encuentren en el extranjero, puedan utilizar RENOVA sin tener que pasar por otro estándar internacional de validación de transacciones, evitando el “Costos de Agencia” de requerir una doble validación de atributos renovables.	La medida no apunta a que sea la única certificadora oficial, si no a su formalización y reconocimiento.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 45. Formalizar la plataforma RENOVA del Coordinador Eléctrico Nacional como la certificadora oficial de trazabilidad de energías renovables y limpias	Esta medida puede promover desde la demanda un mayor incentivo y seguridad en lograr contratos completamente renovables	Se agradece su observación.
Sector Privado	Medida 45. Formalizar la plataforma RENOVA del Coordinador Eléctrico Nacional como la certificadora oficial de trazabilidad de energías renovables y limpias	En el caso de que la plataforma RENOVA del Coordinador sea seleccionada como la certificadora oficial de trazabilidad de energía renovable, esta debe ser compatible con estándares internacionales para que los clientes/usuarios, cuyas oficinas matrices se encuentren en el extranjero, puedan utilizar RENOVA sin tener que pasar por otro estándar internacional de validación de transacciones, evitando el “Costos de Agencia” de requerir una doble validación de atributos renovables.	La medida no apunta a que sea la única certificadora oficial, si no a su formalización y reconocimiento.
Sector Privado	Medida 45. Formalizar la plataforma RENOVA del Coordinador Eléctrico Nacional como la certificadora oficial de trazabilidad de energías renovables y limpias	<p>Está pendiente la integración entre las cuotas reguladoras (Ley ERNC) y las compras voluntarias, así como con otros registros internacionales, para evitar una doble contabilidad en estas instancias.</p> <p>La integración del Registro Nacional con otros sistemas de trazabilidad internacionales, mercados de CO2, y cualquier otro mercado donde se transen los atributos ambientales de la generación eléctrica, es fundamental para avanzar a la descarbonización del sistema eléctrico. Sin lo anterior, se diluye el efecto de generar escasez por MWh renovables, y por ende los incentivos económicos para materializar nueva producción eléctrica renovable.</p> <p>El impacto de Renova hacia la descarbonización de la red eléctrica es aún incipiente, pero bien encaminado, y logrará todo su potencial si se consideran los desafíos mencionados en la última pregunta (integración en Renova de compras voluntarios con cuotas regulatorias, y de Renova con otros registros de energía renovable y de disminuciones de CO2).</p> <p>Es fundamental que las cuotas reguladoras (Ley ERNC que obliga a las empresas eléctricas) estén integradas con el mercado voluntario, compuesto por empresas consumidoras prefiriendo energía renovable, cerrando así las posibilidades de doble contabilidad entre ambas instancias. De otra forma, el aporte a la descarbonización se diluye, al permitir una abundancia ficticia de atributos de energía renovable, lo que implica disminuir los beneficios económicos para la generación de nuevos MWh renovables. Bajo la misma lógica, es importante la integración con otros sistemas de registro de energías renovables, como lo es I-REC, y con registros de disminución de emisiones de CO2.</p> <p>En segunda prioridad, en Renova, solo consumidores coordinados (clientes libres) pueden registrar su consumo de atributos o energía renovable. Diversas empresas medianas y pequeñas, y personas naturales también, hoy no pueden registrar en Renova sus compras de atributos de energía renovable, y por ende no pueden respaldar sus compras de energía renovable. Además, este hecho genera inconsistencias en el Factor de Emisión Residual de la energía en Chile, ya que las compras de MWh de atributos de energía renovable de este segmento, al no quedar registradas en Renova, por defecto se contabilizan en la energía no diferenciada del sistema interconectado. Para solucionar lo anterior, es necesario que Renova habilite, para las empresas eléctricas y proveedoras de atributos, la opción de retirar o dar de baja atributos de energía renovable, indicando una razón de retiro donde se especifique al destinatario final de los atributos.</p>	Se agradece su observación junto a las prevenciones o precisiones que sugiere. Se considerarán en la implementación de la medida.
Sector Privado	Medida 45. Formalizar la plataforma RENOVA del Coordinador Eléctrico Nacional como la certificadora oficial de trazabilidad de energías renovables y limpias	Que al formalizar a RENOVA como certificadora “oficial”, no vaya en desmedro de otro tipo de certificaciones de energías renovables, de carácter internacional que buscan la mayoría de los clientes industriales con clientes fuera de Chile o corporaciones con sede en Chile. Es importante que si RENOVA se formaliza como la certificadora oficial, puede tener mayor granularidad a fin de integrarse con certificaciones globales.	Gracias por su observación. La formalización de la plataforma del Coordinador Eléctrico Nacional no significa que no existe reconocimiento o uso de otro tipo de certificaciones.
Academia y Centros de Investigación	Medida 45. Formalizar la plataforma RENOVA del Coordinador Eléctrico Nacional como la certificadora oficial de trazabilidad de energías renovables y limpias	La creación del Registro Nacional de Energías Renovables es una medida clave para garantizar la trazabilidad y transparencia de la energía renovable en el país, lo que fortalecerá la confianza en los mercados y apoyará los objetivos de descarbonización.	Gracias por su observación.
Academia y Centros de Investigación	Medida 45. Formalizar la plataforma RENOVA del Coordinador Eléctrico Nacional como la certificadora oficial de trazabilidad de energías renovables y limpias	Formalizar RENOVA es útil para la certificación de energías limpias	Gracias por su observación y el interés en participar de esta consulta pública.

Continúa en la próxima página

– continuación de la página anterior

Sector	Ítem/Sección	Observación recibida	Respuestas
Sector Privado	Medida 45. Formalizar la plataforma RENOVA del Coordinador Eléctrico Nacional como la certificadora oficial de trazabilidad de energías renovables y limpias	Se solicita aclarar si la certificación permitirá o no acceder a los beneficios, incentivos y créditos verdes para energías renovables del gobierno, independiente del tipo de energía relacionada al proyecto. Asimismo, enfatizamos que el CEN debe examinar exhaustivamente toda la cadena de valor relacionada con el suministro e implementación de estos proyectos, materia esencial para certificar de manera precisa si un proyecto o una fuente de energía puede considerarse verdaderamente renovable y verde, verificando que las emisiones de CO2 hayan sido efectivamente neutrales desde la fabricación de los insumos involucrados.	Gracias por su observación. Su solicitud excede el alcance de este instrumento y las competencias del Ministerio de Energía. La medida apunta a formalizar la plataforma y sus certificados, luego el uso de ellos deberá quedar sujeto a sistemas o regulación particular.
Sector Privado	Medida 45. Formalizar la plataforma RENOVA del Coordinador Eléctrico Nacional como la certificadora oficial de trazabilidad de energías renovables y limpias	En el caso de que la plataforma RENOVA del Coordinador sea seleccionada como la certificadora oficial de trazabilidad de energía renovable, esta debe ser compatible con estándares internacionales para que los usuarios, cuyas oficinas matrices se encuentren en el extranjero, puedan utilizar RENOVA sin tener que pasar por otro estándar internacional de validación de transacciones, evitando el “Costos de Agencia” de requerir una doble validación de atributos renovables.	Gracias por su observación. La formalización de la plataforma del Coordinador Eléctrico Nacional no significa que no existe reconocimiento o uso de otro tipo de certificaciones.
Sector Privado	Medida 45. Formalizar la plataforma RENOVA del Coordinador Eléctrico Nacional como la certificadora oficial de trazabilidad de energías renovables y limpias	Es importante y necesario el avance en la formalización de Renova como plataforma certificadora oficial para trazabilidad de energías renovables. Esto se torna de gran importancia como insumo para poder impulsar a nivel local la certificación de industrias que contribuyen a la descarbonización como H2V y sus derivados. Es importante velar por que la certificación para trazabilidad de energía renovable de Renova sea compatible con los esquemas de certificación internacionales (como por ejemplo RED III en Europa) para industrias como el hidrógeno verde y sus derivados.	Gracias por su observación. Coincidimos y es parte de los desafíos y prioridades de la medida.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	- El plan de descarbonización en consulta establece 45 medidas que, de acuerdo a los plazos que ha definido para su implementación, implica la coordinación eficaz de 15 instituciones más organizaciones del sector privado y la sociedad civil. Se tiene la intención de implementar 19 medidas el 2025 y 13 el 2026. Se identifica que el plan propuesto es complejo de implementar considerando los plazos y recursos con que cuentan las instituciones involucradas. Se sugiere priorizar las medidas a ejecutar en función de su criticidad para aportar al plan de descarbonización. - En el resumen ejecutivo creemos que no se releva lo suficiente la relevancia de que el Plan de Descarbonización y todas las acciones, ejes y medidas deben ser económicamente eficientes, y que es un elemento esencial al momento de evaluar los lineamientos. Asimismo, se solicita relevar que el plan debe tener en el centro que el suministro a los clientes finales, libres y regulados, y que un abastecimiento accesible, económico y seguro es el que permitirá que la economía chilena sea competitiva en el contexto internacional, y que las familias puedan solventar los costos asociados a este plan. Respecto a las medidas específicas, se solicita incorporar un análisis cuantitativo que respalde su impulso, que considere los costos y beneficios esperados de cada una de ellas. En esta misma línea, se solicita incorporar elementos cuantitativos que den cuenta de los beneficios concretos en la población a nivel general y local, con objeto de dar relevancia a las acciones planteadas, así como también los beneficios en la economía al disponer de productos y servicios con menor impacto al medioambiente, en términos de su competitividad.	Agradecemos la observación. Considerando la magnitud del desafío, el horizonte temporal de implementación y la participación de múltiples instituciones, se incorpora en la versión final del Plan un cronograma con los plazos de modificaciones regulatorias necesarias para dar cumplimiento a los objetivos establecidos en cada una de las medidas propuestas. Adicionalmente y en relación con la coordinación de las acciones, la versión final del Plan incorpora el nuevo capítulo 6, titulado “Gobernanza para la Implementación y el Seguimiento del Plan”, cuyo objetivo es asegurar una coordinación efectiva de las medidas, el monitoreo permanente de los avances, la evaluación de los impactos y la realización de ajustes oportunos que permitan cumplir los objetivos establecidos.
Sector Privado	Comentarios generales sobre el Plan	- En la tabla que corresponde al Calendario de Retiro y Reconversión se indica que las unidades CTA y CTH informaron reconversión al 2025, pero la CNE rechazó la solicitud de exención de plazo presentada por ENGIE para el retiro y cese de operaciones de estas unidades, indicando que el retiro anticipado podría afectar la seguridad del sistema eléctrico. Se estableció que las unidades podrán ser retiradas a partir del 10 de mayo de 2026.	Efectivamente, tal como se señala, la CNE autorizó el retiro de CTA y CTH a partir de mayo 2026. Esto da cuenta de lo dinámico de esta información que depende de varios factores, tales como los acuerdos suscritos entre el Ministerio de Energía y las empresas con activos de generación a carbón, los análisis de seguridad del CEN y las decisiones de la CNE para el retiro o reconversión, los compromisos financieros y de venta de energía de los generadores, entre otros. Por esta razón, se toma la decisión de no incluir esta información (tabla) en la versión final del Plan de Descarbonización.