

RESPUESTA A OBSERVACIONES REALIZADAS POR LOS USUARIOS
E INSTITUCIONES INTERESADAS INSCRITAS EN EL REGISTRO DE
PARTICIPACIÓN CIUDADANA AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR
DE EXPANSIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN AÑO 2023,
APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN EXENTA CNE N°39, DE 02 DE
FEBRERO DE 2024

E01 – RWE Renewables SpA

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
01-01	Anexo 1 – Obras no recomendadas. ID 15 – 01 Ampliación barras S/E Dichato 220 kV	<p>Entendiendo que la Subestación Dichato 220 kV corresponde a un proyecto que aún no ha iniciado su construcción, proponemos incluir el proyecto “Ampliación de barras 220 kV S/E Dichato” como una obra condicionada, que esté sujeta a que a la fecha en la que el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) deba iniciar el proceso de licitación al que hace referencia el artículo 95° de la LGSE, la SE Dichato cuente con su Hito Relevante N°1 aprobado, conforme a lo informado por el CEN durante el seguimiento del avance proyecto.</p> <p>Lo anterior fundamentado en que el terreno nivelado para la ampliación de la Subestación Dichato propuesto, ya está considerado en el diseño original de la subestación, por lo que no se requiere información adicional en este sentido para licitar. Adicionalmente, las barras deberán seguir, también, todo lo aplicado en el diseño original.</p> <p>Por otro lado, el Proyecto de RWE que esperamos haga uso de la nueva posición se encuentra en desarrollo con los siguientes avances a la fecha: acuerdo firmado con el propietario del terreno desde diciembre de 2021,</p>	Incluir la Propuesta de manera condicionada	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto fue presentado para permitir el desarrollo de la generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Zonal. De acuerdo con los antecedentes presentados, el proyecto no cumple con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, de acuerdo a lo descrito en el punto 7.4.2 del presente informe. En particular, la obra de expansión Nueva S/E Dichato aún no ha iniciado su proceso de construcción ya que se encuentra pendiente su tramitación administrativa. Además, cabe destacar que la tanto la Nueva S/E Dichato, como la Nueva Línea 2x220 kV Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato - Hualqui, forman parte de un proyecto el cual aún no cuenta con su RCA aprobada. Por todo lo anterior, esta Comisión ha decidido no incorporar el proyecto propuesto en el presente proceso de planificación anual de la transmisión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>cuatro mástiles de medición instalados desde septiembre de 2022. Ingeniería básica tanto del parque como de la línea de transmisión, ambas iniciadas en septiembre 2023, con fecha estimada de finalización septiembre 2024. A lo anterior, hay que añadir que el relacionamiento comunitario comenzó en agosto de 2023, y a la fecha ya se han realizado más de 30 reuniones de sociabilización del proyecto, a lo que se debe sumar la campaña de Línea Base de Primavera 2023 ya concluida.</p> <p>Dado esto, y considerando además los plazos de ejecución de las obras en construcción, el inicio de operación esperado del proyecto “Nueva Subestación Dichato 220/66 kV” (febrero 2026, según lo informado en el último informe de seguimiento del CEN), los plazos propios de los procesos de licitación y adjudicación de obras de ampliación y los que involucran el desarrollo de proyectos de generación, se determina que al cumplir con la condición de Hito N°1 obtenido al momento de licitar, se logran realizar las ampliaciones</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		propuestas, sin afectar la Obra original. Ver Figura 1.		

Anexos Empresa 01

Actividad	2025												2026						
	Ene	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dec	Ene	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul
Entrada en servicio Obra Original														X					
Licitación Obra de Expansión	X																		
Adjudicación CEN								X											
Decreto Adjudicatario															X				
Inicio de Trabajos																			X

Figura 1

E02 – Sphera Development

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
02-01	1.- Anexo 1 – Proyectos no Recomendados – ITP 2023	<p>El Coordinador Eléctrico Nacional publicó el día 5 de julio de 2023 el informe que complementa la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2023. En este informe, el Coordinador propone a la CNE algunas obras que tienen como propósito atender las necesidades generadas producto de proyectos adjudicados que no se ejecutaron conforme a lo dispuesto en sus respectivos decretos de adjudicación. De acuerdo con el artículo 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el Coordinador puede disponer de la realización de un nuevo proceso de licitación para la ejecución de las obras inconclusas. A pesar de esto, el Coordinador propone a la CNE en su informe complementario algunas obras en caso de que dicho proceso de licitación no fuese exitoso.</p> <p>En este contexto, el Coordinador propone la obra “Nueva S/E Seccionadora Estaciones 154/66 kV – 90 MVA”, ubicada en el entorno de Chillán, a un radio de 3,5 km de la subestación Cocharcas, como solución alternativa a la solicitud de aplicación</p>	Se solicita incorporar en el Informe Técnico Final la obra “Nueva S/E Seccionadora Estaciones 154/66 kV – 90 MVA”, sujeta a la adjudicación de la obra “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas”, que, para la fecha de publicación del respectivo Decreto Exento de Obras Nuevas, ya se encontrará adjudicada o declarada desierta.	<p>No se acoge la observación</p> <p>Si bien, a la fecha de emisión del presente ITF, se ha constatado que no se han presentado ofertas en el proceso de relicitación de la obra “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas”, esto no constituye razón suficiente para la incorporación de la obra en cuestión, la que debe ser analizada en conjunto con las demás expansiones que se prevén para la zona, en particular considerando el efecto que producirá la futura S/E Buli, actualmente en proceso de evaluación ambiental. Sin perjuicio de lo anterior, la situación general de la Región de Ñuble se encuentra siendo monitoreada en forma permanente por esta Comisión, de modo que las distintas alternativas de expansión que se han presentado, así como otras que puedan surgir, serán nuevamente revisadas en el contexto del siguiente proceso de expansión de la transmisión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>del artículo 157° para la obra “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas” del DE N° 198/2018. Esta obra tiene el objetivo de mantener el criterio de holgura del análisis de suficiencia para el tramo de la línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas y abastecer las demandas de las subestaciones Cocharcas y San Carlos.</p> <p>De esta manera, la obra permitirá contribuir al robustecimiento del sistema de transmisión de la Región del Ñuble, aumentando la capacidad del sistema y posibilitando la conexión de proyectos de generación en la zona que ya se encuentran con su RCA aprobada, como el proyecto PFV Rinconada Solar, desarrollado por Sphera Development SpA, que actualmente cuenta con punto de conexión aprobado en S/E Cocharcas 66 kV y que enfrenta escenarios de vertimiento de energía producto de la falta de capacidad en el sistema, acentuados principalmente por la no materialización de la obra “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico - Cocharcas”. Cabe destacar que el radio de ubicación de</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>la obra propuesta por el Coordinador coincide con el emplazamiento de la subestación elevadora del proyecto Rinconada Solar en las cercanías de la línea 1x154 kV Monterrico - Maule, generándose una posibilidad de sinergia entre ambos proyectos.</p> <p>No obstante lo anterior, la CNE no ha considerado dentro de las obras propuestas en el ITP – o dentro de las obras no recomendadas –, a la obra “Nueva S/E Seccionadora Estaciones 154/66 kV – 90 MVA”. Si bien a la fecha de presentación de esta observación la obra “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas” se encuentra en un proceso de licitación en curso, este bien podría concluir con la obra declarada desierta, en cuyo caso no serán atendidos las necesidades urgentes del sistema de transmisión de Ñuble hasta un futuro Plan de Expansión.</p>		

E03 – Atlas Development Chile SpA

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
03-01	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 107. ID-Obra 24-04. Refuerzo línea 2x220 kV Charrúa - Santa Clara - Mulchén</p>	<p>La gran cantidad de proyectos de generación que se están desarrollando en la zona, que ya se encuentran declarados admisibles en la etapa de acceso abierto por el Coordinador Eléctrico Nacional, hace prever que se presenten sobrecargas en las líneas ubicadas entre las SS/EE Charrúa y Mulchén.</p> <p>En particular, en esta zona Atlas está desarrollando el proyecto Parque Eólico Vientos del Valle (ex Dicao) y Parque Eólico Santa Ana, ambos con la solicitud de acceso abierto aprobada para su conexión en S/E Mulchén 220 kV mediante el NUP 3584 y NUP 3590:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El proyecto Parque Eólico Vientos del Valle fue ingresado a evaluación ambiental con fecha 11 de enero de 2024 y se encuentra admitido a calificación ambiental. La entrada en operación programada por Atlas para este proyecto es Q4 de 2027 con una capacidad instalada entre 180 MW y 200 MW. • El proyecto Parque Eólico Santa Ana se encuentra en etapa de desarrollo de líneas bases ambientales y se tiene programado su ingreso a evaluación ambiental en Q1 de 2025. La entrada en operación programada por Atlas 	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Refuerzo línea 2x220 kV Charrúa - Santa Clara - Mulchén sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra no cumplen con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión.</p> <p>Adicionalmente, se realizaron análisis de sensibilidad incorporando generación adicional en la zona de interés, obteniéndose resultados equivalentes.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>para este proyecto es Q4 de 2028 con una capacidad instalada entre 120 MW y 140 MW.</p> <p>Los resultados obtenidos muestran que se presentan sobrecargas importantes en las líneas 2x220 kV Mulchén – Santa Clara – Charrúa, especialmente en el tramo Santa Clara – Charrúa, se presentan sobrecargas hasta un 85%.</p> <p>Posteriormente, al considerar la obra “Cambio de conductor de la línea 2x220 kV Charrúa – Santa Clara – Mulchén”, desaparecen las sobrecargas en las líneas de transmisión reforzadas, en todos los casos analizados (ambos escenarios de generación y demanda), incluso frente a contingencias.</p> <p>Según lo explicado en la Sección 3 “Comentario general al Plan de Obras de Generación utilizado por la CNE”, la CNE está subestimando el desarrollo de proyectos renovables de la zona sur, especialmente eólicos (muchos con perfiles nocturnos de generación) lo cual no les permite identificar las sobrecargas que probablemente ocurrirán en el corto/mediano plazo. Es importante destacar lo establecido</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>en el Artículo 87 de la LGSE, en los párrafos 3 y 4: “la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;</p> <p>El proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente.”</p> <p>Además de lo anterior, El Coordinador Eléctrico Nacional publica mensualmente en su página web las “Reducciones ERV” en el sistema. A partir de dichos documentos, es posible realizar un resumen del vertimiento de los parques eólicos que hoy están en servicio en la zona de Mulchén (Renaico, Renaico 2, Los olmos, San Gabriel y Tolpán Sur). Entre enero 2023 y enero 2024, el</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>vertimiento total de dichos parques ha sido de 112706 MWh. Dicho vertimiento es equivalente a la energía que podría producir un parque eólico de 40 MW con un factor de planta del 32%.</p> <p>Ver Figura 2.</p> <p>Finalmente, en el Anexo 2 se incluye una estimación de costos de CTC Global para el cambio de conductor propuesto, que les permitirá aterrizar de mejor manera el CAPEX de la obra.</p>		
03-02	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 108. ID-Obra 24-05. Refuerzo zona Chonchi - Gamboa</p>	<p>Respecto al primer comentario, se puede indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Actualmente existen dos proyectos con solicitudes de Acceso Abierto para conectarse en la S/E Gamboa. Sin embargo, si se mejora la capacidad de evacuación de la zona, se prevee que el número de proyectos en desarrollo aumente debido a que la zona cuenta con uno de los mejores recursos eólicos de Chile. - Las dificultades que ha presentado la S/E Gamboa para su ejecución, no necesariamente son extrapolables para la obra propuesta, ya que en este caso se proponen ampliaciones a instalaciones existentes, no se 	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Refuerzo zona Chonchi - Gamboa sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra no cumplen con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión.</p> <p>Adicionalmente, se realizaron análisis de sensibilidad incorporando generación adicional en la zona de interés, obteniéndose resultados equivalentes.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>proponen obras nuevas. Por otro lado, la situación social en el emplazamiento de S/E Gamboa son totalmente diferentes a los que existen en las inmediaciones de S/E Chonchi, donde Atlas lleva ya 3 años trabajando en la zona en el desarrollo de un proyecto eólico.</p> <p>En particular, en esta zona Atlas está desarrollando el proyecto Parque Eólico Altos de Tablarua (ex Tablaruca), el cual se encuentra en el proceso de acceso abierto mediante el NUP 2752 por una capacidad de 168 MW con conexión en S/E Chonchi 110 kV. Sin embargo, Atlas proyecta este proyecto con una capacidad de 250 MW y por otro lado la red de 110 kV de la zona no soporta una inyección mayor a 120 MW con las obras de expansión actualmente decretadas. En ese sentido esta obra es vital para la conexión de este proyecto Sistema Eléctrico Nacional, el cual se encuentra cerrando las líneas bases ambientales para ser ingresado a evaluación ambiental durante Q2 de 2024 y con una entrada en operación programada para Q4 de 2028.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por otro lado, los resultados obtenidos muestran que, para el caso base, se presentan sobrecargas importantes en el circuito antiguo de la línea de 110 kV Gamboa – Chonchi y en los transformadores de 220/110 kV ubicados en las SS/EE Gamboa y Chiloé. Bajo ciertos escenarios la cargabilidad en la línea mencionada supera el 280%; mientras que también se determinan sobrecargas de 30% en el transformador T2 de la subestación Gamboa y un 13% en el transformador de la S/E Chiloé.</p> <p>Posteriormente, al considerar la obra “Refuerzo Zona Chonchi – Gamboa”, desaparecen prácticamente todas las sobrecargas en las instalaciones de transmisión ubicadas en la Zona de Estudio.</p> <p>Al igual que el comentario de la obra anterior, y según lo explicado en la Sección 3 “Comentario general al Plan de Obras de Generación utilizado por la CNE”, la CNE está subestimando el desarrollo de proyectos renovables de la zona sur, especialmente eólicos (muchos con perfiles nocturnos de generación) lo cual no les permite identificar las sobrecargas que</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>probablemente ocurrirán en el corto/mediano plazo.</p> <p>Es importante destacar lo establecido en el Artículo 87 de la LGSE, en los párrafos 3 y 4: “la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;</p> <p>El proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente.”</p> <p>En base a los comentarios anteriores, se recomienda la inclusión de la propuesta “Refuerzo zona Chonchi – Gamboa” en el siguiente Plan de Expansión de la Transmisión, para permitir la conexión de nuevos proyectos renovables en la zona</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		(Creación de condiciones que promuevan la oferta).		
03-03	Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 109. ID-Obra 24-06. Refuerzo línea 1x220 kV Celulosa Pacífico - La Invernada	<p>En esta zona Atlas está desarrollando el proyecto Parque Eólico Los Alpes (ex Alpes), el cual se encuentra en el proceso de acceso abierto mediante el NUP 3159 por una capacidad de 120 MW con conexión en S/E Celulosa Pacífico 220 kV. Actualmente el proyecto se encuentra en evaluación ambiental y respondiendo el ICSARA complementario, con lo cual se proyecta obtener la RCA favorable en mayo de 2024, iniciando posteriormente la tramitación de los permisos sectoriales y etapa de cierre financiero, teniéndose programada la entrada en operación para Q3 de 2026. Adicionalmente, CMPC y EDF se encuentran desarrollando proyectos eólicos con conexión proyectada en S/E Celulosa Pacífico 220 kV y S/E Epuleufu 220 kV que hará uso de esta línea a partir del año 2028, siendo la capacidad actual insuficiente para evacuar sin restricciones la energía de todos los proyectos.</p> <p>En el análisis de Flujos de Potencia se determinó que, para el caso base (sin obras adicionales de transmisión), se presentan sobrecargas importantes en</p>	En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Refuerzo línea 1x220 kV Celulosa Pacífico - La Invernada sea incorporada en el Informe Técnico Final.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>A la fecha de emisión de este ITF, la obra "Nueva S/E La Invernada" no ha sido adjudicada, de modo que la posible incorporación de nuevas obras de expansión en la zona será revisada con mayor profundidad de análisis, y más antecedentes, en el siguiente proceso de expansión. Adicionalmente, se realizaron análisis de sensibilidad incorporando generación adicional en la zona de interés, obteniéndose resultados que no logran beneficios suficientes para justificar su eventual incorporación al presente plan de expansión. En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>las líneas 1x220 kV Mulchén – La Invernada y 1x220 kV La Invernada – Celulosa Pacífico, se alcanza una cargabilidad de 222%, y 187%, respectivamente. Posteriormente, al considerar la obra “Cambio de conductor de la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – La Invernada”, desaparecen las sobrecargas en esta línea, alcanzándose una cargabilidad máxima de 68%.</p> <p>Al igual que el comentario de la obra anterior, y según lo explicado en la Sección 3 “Comentario general al Plan de Obras de Generación utilizado por la CNE”, la CNE está subestimando el desarrollo de proyectos renovables de la zona sur, especialmente eólicos (muchos con perfiles nocturnos de generación) lo cual no les permite identificar las sobrecargas que probablemente ocurrirán en el corto/mediano plazo.</p> <p>Es importante destacar lo establecido en el Artículo 87 de la LGSE, en los párrafos 3 y 4:</p> <p>“la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando:</p> <p>b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;</p> <p>El proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente.”</p> <p>Finalmente, en el Anexo 1, pestaña “Resumen”, se muestra que la obra propuesta presenta beneficios positivos en los 3 casos analizados.</p> <p>Ver Figura 3.</p> <p>En base a los antecedentes expuestos, se recomienda la inclusión de la propuesta “Refuerzo línea 1x220 kV Celulosa Pacífico - La Invernada” en el siguiente Plan de Expansión de la Transmisión, para permitir la conexión de nuevos proyectos renovables en la zona, así como también evitar Curtailment para las centrales que se encuentran en operación y los</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		proyectos que se encuentran en desarrollo.		
03-04	Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 110. ID-Obra 24-07. Ampliación transformación S/E Parral y refuerzo líneas 1x154 kV Parral - Buli - monterrico	Se entiende el comentario de la CNE; en que al ser una instalación Zonal se encuentran esencialmente dispuestos para el abastecimiento de los clientes regulados. Sin embargo, en el Decreto Exento N°229, publicado el 17 de noviembre de 2021, se definieron seis posiciones para la S/E Buli 154 kV, donde dos posiciones son para la conexión de nuevos proyectos. Por otro lado, en esa zona es difícil que se conecten nuevos proyectos de demanda a ese nivel de tensión, por lo que se sub-entiende que la S/E Buli 154 kV fue diseñada e incluida en la planificación para permitir que se conecten dos nuevos proyectos de generación en el patio de 154 kV. En base a lo anterior, también se deben preparar las líneas aledañas para permitir la correcta evacuación de la energía inyectada por los nuevos proyectos. Sobre todo, considerando que se han ingresado siete (7) solicitudes de Acceso Abierto de proyectos de generación que se pretenden conectar en la subestación mencionada. En esta zona Atlas está desarrollando	En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Ampliación transformación S/E Parral y refuerzo líneas 1x154 kV Parral - Buli - PMonterrico sea incorporada en el Informe Técnico Final.	No se acoge la observación. De lo indicado en la observaciones, no se distinguen elementos adicionales a los considerados en los análisis desarrollados por esta Comisión, por lo que no habrían nuevos elementos que pudiesen conducir a un resultado distinto. Por otro lado, más allá de lo señalado en la respuesta entregada por esta Comisión en el Anexo de proyectos no recomendados, es importante indicar que el hecho de incorporar posiciones adicionales a las estrictamente necesarias para cumplir con el propósito que motivó la inclusión de la obra en el plan de expansión respectivo, no constituye una obligación de incluir futuras expansiones en los sistemas aledaños, sólo por el hecho de que exista interés de desarrolladores de proyectos de generación que requieran mayor capacidad para evacuar sus posibles inyecciones, sino que éstas deben ser analizadas en su mérito y bajo los requisitos y criterios contenidos en el reglamento

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>el proyecto Parque Solar Parral, el cual se encuentra aprobado en el proceso de acceso abierto mediante el NUP 2169 por una capacidad de 160 MW con conexión en S/E Parral 154 kV. Actualmente el proyecto se encuentra en evaluación ambiental y la espera que se publique el ICSARA complementario, con lo cual se proyecta obtener la RCA favorable en agosto de 2024, iniciando posteriormente la tramitación de los permisos sectoriales y etapa de cierre financiero, teniéndose programada la entrada en operación para Q3 de 2026.</p>		<p>y los informes técnicos del proceso de expansión de la transmisión.</p>

Anexos Empresa 03

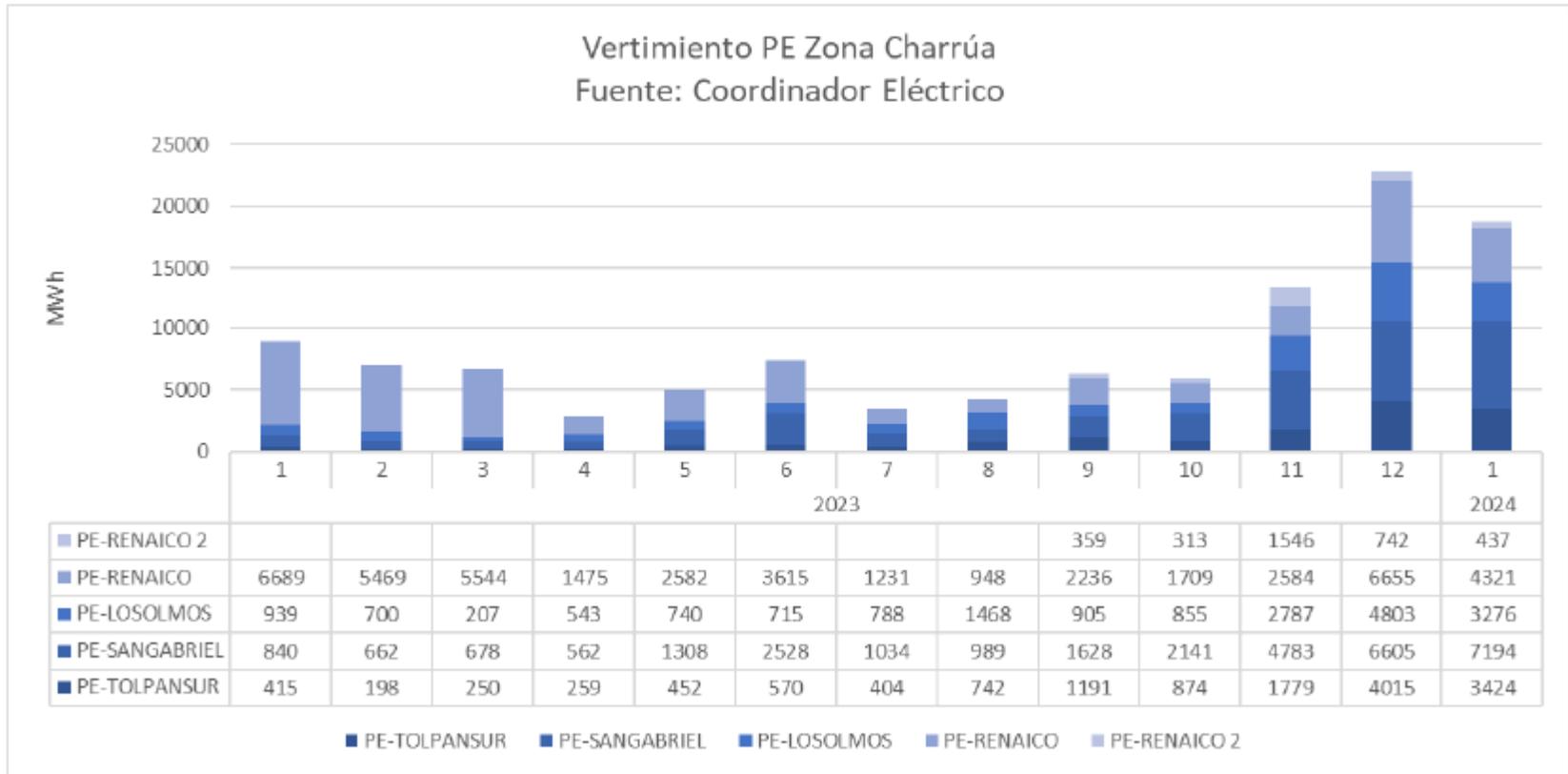


Figura 2

Base	Caso Evaluación	Proyecto	Proyecto base	Int	Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
BP V1 9H	N015 E1 V1 9H	Aumento de Capacidad Pacifico Invernadero Invernadero Mulchén	Leso base: sistema de 300 Mw de Polimarcosul. Primer tramo Energía. Segundo tramo 140 Mw. Sin Bataural. Sin Bataural. Sin Bataural.	bu	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
					12	6	1	47	23	4

Figura 3

E04 – Greenergy

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
04-01	1.- Liberar posiciones reservadas para los Procesos de Planificación Anual de la Transmisión.	El plan de expansión no considera la liberación o uso de posiciones reservadas en subestaciones existentes o en construcción para la conexión de nuevos proyectos de generación.	<p>Incorporar en título "5 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS CON ANTERIORIDAD" en el subtítulo 5.1 del Decreto CNE N° 567/2021.</p> <p>Modificar en literal a), Artículo Primero, tercer párrafo, por lo siguiente:</p> <p>"Adicionalmente, para el patio de 154 kV, se deberá considerar la construcción de barra y plataforma para cuatro posiciones correspondientes al seccionamiento de la línea antes mencionada, una posición para el paño de Alta Tensión correspondiente a la conexión del transformador 154/33 kV asociado al proyecto dedicado Parque Fotovoltaico Gran Teno, una posición para el paño seccionador de barras, una posición para el paño acoplador de barras y una posición disponible para la conexión de un nuevo proyecto."</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Lo solicitado corresponde a una atribución de esta Comisión que puede ser ejercida respecto de obras previamente decretadas como consecuencia de un proceso de expansión de la transmisión. Lo anterior, no corresponde al caso de la instalación a la que se entiende que hace referencia la observación (S/E Solis), cuya ejecución fue autorizada por esta Comisión bajo el mecanismo de obras urgentes establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley.</p>

E05 – Engie

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
05-01	<p>Anexo 1: Proyectos no recomendadas ID: 51 ID Obra: 11-01 Reactor S/E Nueva Pozo Almonte "El proyecto fue propuesto para efectos de permitir la energización de la línea Nueva Pozo Almonte - Parinacota 220 kV, acotando las sobretensiones derivadas del efecto Ferranti.</p> <p>Al respecto, es necesario indicar que, si bien esta Comisión consideró los antecedentes proporcionados y concuerda con la problemática expuesta, ha decidido no incorporar la obra en el presente proceso de</p>	<p>El Artículo 87 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, establece los lineamientos que debe considerar la Comisión en la Etapa de Análisis Preliminar de cada Plan de Expansión. Específicamente, en el tercer inciso de dicho artículo se señala: "La Comisión podrá evaluar y proponer distintas alternativas tecnológicas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico, tales como: Sistemas de Almacenamiento de Energía, equipos de compensación reactiva u otra tecnología que permita conseguir los objetivos anteriores".</p> <p>Adicional a este lineamiento, el Artículo 79 del mismo Reglamento establece que el proceso de planificación deberá considerar los proyectos de expansión que hayan sido promovidos a la Comisión por promotores de tales proyectos, de acuerdo al procedimiento establecido en el Capítulo 8 del Título III.</p> <p>De acuerdo a la observación de la Comisión donde se indica que "concuerda con la problemática expuesta" (es decir, con la necesidad del</p>	<p>Se solicita incluir el análisis de pertinencia (por ejemplo, por criterio de seguridad y calidad de servicio) y evaluar la inclusión de la obra en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023.</p> <p>Se solicita que el análisis realizado por la Comisión para concluir respecto de la recomendación o no de este proyecto se realice SIN considerar la posibilidad de que un tercero pudiese ejecutar la misma obra por la vía del Artículo 102° de la LGSE, toda vez, que el Artículo 102° no es una herramienta para la planificación del sistema de los sistemas de transmisión y que, a la fecha no se ha tomado conocimiento de que exista efectivamente algún promotor de dicha obra.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo a las observaciones y los análisis realizados, se incorporan las obras "Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Roncacho" y "Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Nueva Pozo Almonte", de modo de abordar la problemática relevada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>expansión, en atención a la temporalidad del requerimiento, ya que, de ser incorporada en este proceso, la obra entraría en operación no antes del año 2028, de modo que se considera pertinente mantener la posibilidad de que la obra pueda ser materializada a través del mecanismo de obras urgentes contenido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley."</p>	<p>reactor propuesto por su promotor) y el marco normativo señalado, es el Plan de Expansión el instrumento que corresponde para el análisis de la propuesta, donde además de su pertinencia queda definida la forma de remuneración de la obra. El posible uso del inciso segundo del Artículo 102° de la Ley Eléctrica por parte de algún actor o interesado, siendo un hecho del todo incierto, no debe ser un elemento a considerar por la CNE al momento de recomendar o no recomendar un proyecto. Se debe tener presente que también existe la posibilidad de que nunca exista el promotor de esta obra por medio del artículo 102° y, por consiguiente, el criterio que la Comisión está aplicando en esta ocasión conllevaría el perpetuar una situación que, a juicio de la misma Comisión, es una problemática que debe resolverse.</p> <p>La solución a la problemática expuesta, que corresponde al control del nivel de tensión en una zona del Sistema Interconectado, es un problema de carácter sistémico que corresponde sea resulta por la Comisión, en su rol de planificador del sistema de transmisión, mediante una obra de expansión. El Plan</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		de Expansión es el ejercicio de planificación donde la Comisión debe evaluar todas las alternativas posibles, incluyendo optimización de plazos constructivos y de tramitación administrativa del global del proceso, para garantizar la puesta en servicio de obras necesarias, cuya necesidad sistémica es identificada con la antelación requerida, asegurando de esta forma, que las situaciones que deben ser atendidas o resueltas, cuenten en forma efectiva con una vía o alternativa de solución.		
05-02	Anexo 1: Proyectos no recomendadas ID: 52 ID Obra: 11-02 Reactor S/E Parinacota "Ver respuesta a propuesta ID Obra 11-01."	Ver observación anterior (ID #1).	<p>Se solicita incluir el análisis de pertinencia (por ejemplo, por criterio de seguridad y calidad de servicio) y evaluar la inclusión de la obra en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023.</p> <p>Se solicita que el análisis realizado por la Comisión para concluir respecto de la recomendación o no de este proyecto se realice SIN considerar la posibilidad de que un tercero pudiese ejecutar la misma obra por la vía del Artículo 102° de la LGSE, toda vez, que el Artículo 102° no es una herramienta para la planificación del sistema de los sistemas de transmisión y que, a la fecha no se ha tomado</p>	Ver respuesta a la observación 05-01.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			conocimiento de que exista efectivamente algún promotor de dicha obra.	
05-03	<p>Anexo 1: Proyectos no recomendadas ID: 39 ID Obra: 03-05 Repotenciamiento de la línea Crucero - Kimal 220 kV (PE-05) "El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo con los análisis realizados, si bien, el proyecto propuesto presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe, la obra propuesta</p>	<p>Se indica que "según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe, la obra propuesta resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación". Sin embargo, esto no se señala así en la sección 7.4.9 del ITP, donde sí señala que "La aproximación utilizada consiste en determinar aquellos proyectos que individualmente resulten ser eficientes en más del 50% de los EGPT, los que pasarán a conformar el Plan de Expansión en conjunto con los proyectos comunes a todas las carteras intermedias", condición que el proyecto estaría cumpliendo. Se solicita aclarar.</p> <p>Por otra parte, de las simulaciones realizadas para definir la pertinencia de incorporación del proyecto "Repotenciamiento de la línea Crucero - Kimal 220 kV (PE-05)", se solicita revisar los supuestos de plan de obra de los tres escenarios de expansión considerados para la comparación del Caso Base y el caso con la operación de la obra propuesta. Al respecto, llama la atención la inexistencia de beneficios positivos de la</p>	<p>Se solicita aclaración de lo indicado en anexo N°1 "según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe, la obra propuesta resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación" o la respectiva corrección del ITP según corresponda.</p> <p>Se solicita revisar los escenarios considerados para la comparación del Caso Base y el caso con la obra propuesta, respecto a los beneficios del proyecto, e incluir en el Informe Técnico Final un análisis de los beneficios de la obra, como respaldo en caso de atraso del proyecto de línea HVDC Kimal - Lo Aguirre y, en atención a lo anterior, decidir la pertinencia de su inclusión en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De lo indicado en la observación no se desprende ningún elemento concreto que se debiese corregir o mejorar en cuanto a las simulaciones desarrolladas, por lo que, más allá de corroborar que la modelación implementada es correcta, no se realizaron simulaciones adicionales o sensibilidades que conlleven a algún cambio en los resultados obtenidos en el ITP. De hecho, de la revisión de los resultados se concluye que la obra presentaría beneficios netos hacia el final del horizonte de evaluación, de modo que una sensibilidad razonable respecto de un eventual retraso en la entrada en operación de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre no resultaría gravitante en la conclusión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema."</p>	<p>obra propuesta en el horizonte 2029 al 2035 en los tres escenarios considerados (Particularmente, en el escenario #3 sólo presenta beneficios en el último año de evaluación), en el contexto de la operación de la línea HVDC Kimal - Lo Aquirre, durante el mismo horizonte temporal. Adicional a lo anterior, es necesario un análisis de la Comisión para evaluar los beneficios sistémicos de la obra propuesta en caso de retraso de la línea HVDC.</p>		

E06 – Colbún

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
06-01	1.- 3.1.5, 3.1.6 y 3.2.1: TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO Y REFUERZO PRIMER CIRCUITO CHARRÚA – LAGUNILLAS 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI, CHARRÚA – LAGUNILLAS 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN NUEVA S/E SECCIONADORA TOMECO	De acuerdo con la metodología para proponer obras de expansión, la obra "TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO Y REFUERZO PRIMER CIRCUITO CHARRÚA – LAGUNILLAS 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI, CHARRÚA – LAGUNILLAS 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN NUEVA S/E SECCIONADORA TOMECO" no cumple el criterio de cargabilidad del 85% para pasar directamente al Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización, y por consiguiente, debe someterse al Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio. Sin embargo, en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión Año 2023 no se observa este último análisis.	Se propone someter la obra "TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO Y REFUERZO PRIMER CIRCUITO CHARRÚA – LAGUNILLAS 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI, CHARRÚA – LAGUNILLAS 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN NUEVA S/E SECCIONADORA TOMECO" al Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio.	No se acoge la observación. Lo señalado en la observación no corresponde, toda vez que la obra en cuestión fue analizada considerando su aporte a la disminución de los costos de inversión, operación y falla del sistema, cumpliendo con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión.
06-02	2.- 3.1.5, 3.1.6 y 3.2.1: TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO Y REFUERZO PRIMER CIRCUITO CHARRÚA – LAGUNILLAS 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI, CHARRÚA – LAGUNILLAS 220 KV	De acuerdo con la Observación N°1, la obra "TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO Y REFUERZO PRIMER CIRCUITO CHARRÚA – LAGUNILLAS 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI, CHARRÚA – LAGUNILLAS 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN NUEVA S/E SECCIONADORA TOMECO" no soluciona los problemas de Resiliencia que presenta el abastecimiento del Gran Concepción.	Se propone realizar el Análisis de Resiliencia considerando la indisponibilidad prolongada de una o más líneas que abastecen la Zona del Gran Concepción a causa de Desastres Naturales o por Acción de Terceros.	No se acoge la observación. El análisis expuesto correspondería a una condición no contemplada en la normativa técnica vigente, por lo que no es aplicable en la forma en que se plantea. Por otra parte, esta Comisión realizó análisis que consideraban situaciones como las señaladas, en complemento a los criterios establecidos para la incorporación de obras, lo que se vio reflejado en

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	CON SECCIONAMIENTO EN NUEVA S/E SECCIONADORA TOMECO			la incorporación de obras de expansión en el ITF del Plan de Expansión correspondiente al año 2022, las que posteriormente fueron discrepadas, dictaminándose su eliminación de dicho proceso de expansión. Por lo anterior, y en el entendimiento de que no ha habido nuevos antecedentes o modificaciones normativas que pudiesen llevar a un resultado distinto, esta Comisión no insistirá en la aplicación del criterio señalado.
06-03	3.- 10 Anexo 1: Proyectos No recomendados.	Se observa en el excel "Evaluacion Economica General_ITP_Obras_No_Recomendadas", en la hoja "VAN Obra" que la obra propuesta "Refuerzo de línea 2x220kV Charrúa - Santa Clara - Mulchén" en la columna A se le otorga un VI Referencial (USD) \$47400000, pero al calcular el costo unitario [MUS\$], en la columna F, se le otorga un valor de 62.	Arreglar el Costo Unitario correspondiente, calculando con en las otras obras VI Ref/1000	Se acoge la observación. Se corrigen las referencias en la planilla de evaluación.
06-04	4.- 10 Anexo 1: Proyectos No recomendados	Se observa en el excel "Evaluacion Economica General_ITP_Obras_No_Recomendadas", en la hoja "VAN Obra" que la obra propuesta "Refuerzo de línea 2x220kV Charrúa - Santa Clara - Mulchén" en la columna A se le otorga un VI Referencial	Reevaluar el VI Referencial de la obra. Como referencia, en la evaluacion realizada por Colbun para este proyecto, el proyecto tendría un VI de MMUS\$14.97	Se acoge la observación. Se revisa y actualiza el VI Referencial. La obra no genera beneficios netos positivos en más del 50% de los escenarios.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		(USD) \$47400000, el cual estaría sobrestimado para la obra.		
06-05	5.- 10 Anexo 1: Proyectos No recomendados	Se observa en el excel "Evaluacion Economica General_ITP_Obras_No_Recomendadas", en la hoja "Cuadros_Casos" que al hacer la evaluacio de la obra "Nueva Línea Charrúa Santa Clara 2x220 kV" en la celda Q8992 hace referencia al proyecto "Cambio de conductor de los dos circuitos de la línea 2x220 kV Cautín - Temuco", lo que impacta en los valores de AVI al hacer la evaluación.	Utilizar los valores correctos de AVI calculados en la hoja "VAN Obra"	Se acoge la observación. Se corrigen las referencias en la planilla de evaluación.
06-06	6.- 10 Anexo 1: Proyectos No recomendados	Se observa en el excel "Evaluacion Economica General_ITP_Obras_No_Recomendadas", en la hoja "Cuadros_Casos" que al hacer la evaluacio de la obra "Sistema de Control de Flujos en Santa Clara" en la celda Q1021 hace referencia al proyecto "Nueva línea 2x220 kV Portezuelo - Nueva Mataquito", lo que impacta en los valores de AVI al hacer la evaluación.	Utilizar los valores correctos de AVI calculados en la hoja "VAN Obra"	Se acoge la observación. Se corrigen las referencias en la planilla de evaluación.
06-07	7.- 10 Anexo 1: Proyectos No recomendados	Se observa en el excel "Evaluacion Economica General_ITP_Obras_No_Recomendadas", en la hoja "Cuadros_Casos" que al hacer la evaluacio de la obra "Nueva línea 2x220 kV Portezuelo - Nueva Mataquito" en la celda Q1224 hace referencia al proyecto "Nueva línea 2x220 kV	Utilizar los valores correctos de AVI calculados en la hoja "VAN Obra"	Se acoge la observación. Se corrigen las referencias en la planilla de evaluación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Portezuelo - Nueva Mataquito", lo que impacta en los valores de AVI al hacer la evaluación.		
06-08	8.- 10 Anexo 1: Proyectos No recomendados	Se observa en el excel "Evaluacion Economica General_ITP_Obras_No_Recomendadas", en la hoja "Cuadros_Casos" que al hacer la evaluacio de la obra "Nueva línea 2x220 kV Portezuelo - Nueva Mataquito" en la celda Q1224 hace referencia al proyecto "Nueva línea 2x220 kV Portezuelo - Nueva Mataquito", lo que impacta en los valores de AVI al hacer la evaluación.	Se observa que con el cambio de AVI (observación 8), en todos los escenarios evaluados la obra trae beneficios. Además de eso se observa que los primeros 2 años de proyecto la obra trae beneficios en más del 50% de los escenarios calculados, por lo que no se justificaría el hecho de postergarla. Favor reevaluar.	Se acoge parcialmente la observación. Se realiza el ajuste al VI de la obra de acuerdo a lo solicitado. Sin embargo, no se incorpora la obra al presente plan de expansión, en atención a los resultados de la evaluación económica, así como el estado de tramitación administrativa de la obra Nueva S/E Mataquito y las líneas que la conectan con el sistema. Por lo anterior, se mantiene la decisión de postergar su eventual incorporación para un siguiente proceso de expansión.
06-09	1.- 3.1.5, 3.1.6 y 3.2.1: TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO Y REFUERZO PRIMER CIRCUITO CHARRÚA – LAGUNILLAS 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI,	Se observa que esta nueva obra, fuera de que económicamente es viable, no aporta Resiliencia a la Zona del Gran Concepción. Lo anterior, debido a pesar de solventar problemas de suficiencia en el abastecimiento de la demanda, el segundo circuito del tramo Charrúa - Hualqui sigue compartiendo la misma franja de servidumbre (alrededor de 15 km) de las actuales líneas de transmisión que abastecen dicha zona(1). En	Se propone volver a evaluar otras opciones para la zona, como la S/E Patagual 220kV, la cual fue propuesta en el Plan de Expansión 2022, y que fue eliminada del Plan Definitivo post discrepancia en el Panel de Expertos.	No se acoge la observación. Revisar respuesta a observación 06-02.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	CHARRÚA – LAGUNILLAS 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN NUEVA S/E SECCIONADORA TOMEKO	<p>consecuencia, cualquier siniestro dentro de esos 15 km -sean desastres naturales (terremotos, incendios entre otros) o por acción directa de terceros(2)- puede provocar la desconexión de una o más líneas y dependiendo de la magnitud del siniestro, con el objeto de preservar la seguridad en la operación sea necesario la (1) Operación con diésel de las centrales al interior del Gran Concepción por periodos extensos o (2) Cortes de suministro para evitar la desconexión en cascada de elementos series por sobrecarga.</p> <p>(1) Líneas 1x154 kV Charrúa - Concepción, 1x220 kV Charrúa - Concepción, 1x220 kV Charrúa - Hualqui - Lagunillas y 1x220 kV Charrúa - Hualpén. (2) Como por ejemplo, el atentado con explosivos del 4 de septiembre de 2022 que derribó una torre de la línea 1x220 kV Hualqui - Lagunillas o el atentado del 10 de junio de 2023 que derribo otra torre de alta tensión en Cañete.</p>		

E07 – CGE

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
07-01	Punto 4.1.2. Sistema A. Ampliación en S/E La Portada (BS)	1. Para la ampliación de barra 110 kV, se deben retirar las instalaciones asociadas al paño MT de la S/E Móvil, que actualmente se encuentran en desuso.	Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E La Portada (BS)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.	Se acoge parcialmente esta observación. Se modificará la valorización, la cual será incorporada a la ingeniería conceptual de la obra.
07-02	Punto 4.1.8. Sistema A. Ampliación en S/E Sur (NTR ATMT)	<p>1. Para el nuevo transformador, se debe considerar la construcción de una nueva fundación con pileta recolectora de aceite, foso separador agua-aceite, muro cortafuegos y todo lo necesario para dar cumplimiento a la normativa vigente.</p> <p>2. Se requiere la adecuación del actual paño de transformador/línea como nuevo paño HT1 para cumplimiento de la NTSyCS.</p> <p>3. La subestación dispone de una Sala de Comando limitada en espacio, por lo tanto el proyecto debe contemplar la construcción de una nueva sala para alojar los nuevos gabinetes de control, protección y medida asociados a las nuevas instalaciones.</p> <p>4. Debido a las restricciones de espacio en la sala de celdas existente, se debe proyectar la ampliación de dicha sala.</p> <p>5. Con el objetivo de tener una correcta y eficiente operación del proyecto de ampliación, es necesario que en el alcance del proyecto se incluya la</p>	Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Sur (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada, esta Comisión considera pertinente aclarar que la construcción de una nueva fundación con pileta recolectora de aceite, foso separador agua-aceite, muro cortafuegos para el nuevo transformador, así como ampliaciones o construcción de una nueva sala de control u otras adecuaciones, se consideran dentro del ámbito de una ingeniería conceptual y/o de las respectivas bases de licitación, mas no de la descripción de la obra.</p> <p>Por otro lado, con respecto a la adecuación del paño de línea HT1 y la solicitud de ampliación de la sala de celdas existente, se hace presente que ambos aspectos son señalados explícitamente en la descripción del proyecto.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>instalación de un banco de condensadores de 5MVAR en 13,8kV y su pañó de conexión respectivo.</p> <p>6. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>		<p>A su vez, en lo relativo a la incorporación de un banco de condensadores, esta Comisión determinó que no existen fundamentos claros respecto de la necesidad de su incorporación en esta obra de ampliación. Finalmente, en relación a la solicitud de aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de Acceso Abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
07-03	Punto 4.1.9. Sistema B. Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se solicita aclarar si la nueva barra de 66 kV mantendrá la configuración de barra simple o requerirá la construcción de una barra de transferencia según lo indicado en artículo 47 del Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión. 2. Debido a que la subestación se encuentra emplazada en ladera del cerro, no se ve factible utilizar los espacios existentes dentro del recinto, por ello, se requiere comprar terreno para el emplazamiento de las nuevas instalaciones. 3. Debido a la compra de terreno, se debe ampliar el plazo constructivo a 36 meses. 4. Para el nuevo transformador se debe considerar la construcción de una nueva fundación con pileta recolectora de aceite, foso separador agua-aceite y todo lo necesario para dar cumplimiento a la normativa vigente. 5. Se requiere la normalización de los paños AT de los transformadores T1 y T2 existentes. 6. La subestación dispone de una Sala de Comando limitada en espacio, por lo tanto el proyecto debe contemplar la construcción de una nueva sala para alojar los nuevos gabinetes de control, 	Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.	<p>No se acoge esta observación.</p> <p>En base a los antecedentes expuestos en la observación, y los análisis realizados, esta Comisión determinó la pertinencia de postergar la incorporación de la obra en cuestión, con el propósito de abordar de manera más eficiente las problemáticas de suficiencia y seguridad para el abastecimiento de la zona, lo que será analizado con motivo del proceso de expansión 2024.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>protección y medida asociados a las nuevas instalaciones.</p> <p>7. Con el objetivo de tener una correcta y eficiente operación del proyecto de ampliación, es necesario que en el alcance del proyecto se incluya la instalación de un banco de condensadores de 5MVAR en 23kV y su paño de conexión respectivo.</p> <p>8. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional</p>		
07-04	Punto 4.1.13. Sistema D.	1. Para el nuevo transformador se debe considerar la construcción de una nueva	Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y	No se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT)	<p>fundación con pileta recolectora de aceite, un muro cortafuegos y todo lo necesario para dar cumplimiento a la normativa vigente.</p> <p>2. La subestación dispone de una Sala de Comando limitada en espacio, por lo tanto el proyecto debe contemplar la ampliación de la sala para alojar los nuevos gabinetes de control, protección y medida asociados a las nuevas instalaciones. El proyecto debe contemplar también la ampliación de la sala de celdas.</p> <p>3. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las</p>	valorización del proyecto "Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.	<p>En relación a la observación presentada, esta Comisión considera pertinente aclarar que la construcción de una nueva fundación con pileta recolectora de aceite, foso separador agua-aceite, muro cortafuegos para el nuevo transformador, así como ampliaciones o construcción de una nueva sala de control u otras adecuaciones, se consideran dentro del ámbito de la ingeniería conceptual y/o de las respectivas bases de licitación, mas no de la descripción de la obra.</p> <p>Por su parte, en relación con la solicitud de aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión, cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional		distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto dispuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.
07-05	Punto 4.1.15 Sistema E. Ampliación en S/E Talca (RTR ATMT)	<p>1. Debido a las limitaciones de espacios de las instalaciones existentes asociadas al Transformador N°3, se propone que el reemplazo de dicho transformador se proyecte en otra ubicación y conectado a la misma barra de 66 kV del transformador N°4, para lo cual será necesario extender esta última barra de 66 kV. Adicionalmente, se entiende que con el reemplazo de actual transformador N°3 se deben adecuar los paños respectivos del transformador para la nueva potencia y en cumplimiento con la NTSyCS.</p> <p>2. Para el nuevo transformador se debe considerar la construcción de una nueva fundación con pileta recolectora de aceite, foso separador agua-aceite y todo lo necesario para dar cumplimiento a la normativa vigente.</p> <p>3. La subestación dispone de una Sala de Comando limitada en espacio, por lo tanto el proyecto debe contemplar la ampliación de la sala existente para</p>	Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Talca (RTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada, esta Comisión concuerda con lo planteado por la empresa, en el sentido de incorporar la extensión de la barra de 66 kV en la S/E Talca para permitir el reemplazo del actual transformador N°3 en la subestación.</p> <p>Por su parte, respecto de los otros puntos planteados por la empresa, esta Comisión considera pertinente aclarar que la construcción de una nueva fundación con pileta recolectora de aceite, foso separador agua-aceite, muro cortafuegos para el nuevo transformador, así como ampliaciones o construcción de una nueva sala de control u otras adecuaciones, se consideran</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>alojar los nuevos gabinetes de control, protección y medida asociados a las nuevas instalaciones.</p> <p>4. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional</p>		<p>dentro del ámbito de la ingeniería conceptual y/o de las respectivas bases de licitación, mas no de la descripción de la obra.</p> <p>Finalmente, en relación con la solicitud de aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión, cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto dispuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.</p>
07-06	Punto 4.1.16. Sistema E. Ampliación en S/E	Actualmente existe espacio en la subestación para ampliar la barra 66 kV en una posición. La ampliación de una segunda posición dejaría bloqueada la	Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Monterrico 66kV (BP+BT)" en el Informe	Se acoge parcialmente la observación. En relación a la observación

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Monterrico 66kV (BP+BT)	vía de circulación de la S/E, por lo tanto se debe evaluar la compra de terreno.	Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.	presentada, esta Comisión concuerda con lo planteado por la empresa, en el sentido de considerar la compra de terreno como una posibilidad para habilitar la extensión de barra en la S/E Monterrico. No obstante, se aclara que la compra de terreno, entre otros aspectos, se consideran dentro del ámbito de la ingeniería conceptual y/o las respectivas bases de licitación, mas no de la descripción de la obra.
07-07	Punto 4.1.17. Sistema E. Ampliación en S/E Las Arañas (RTR ATMT)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Con el objetivo de tener una correcta y eficiente operación del proyecto de ampliación, es necesario que en el alcance del proyecto se incluya la instalación de un banco de condensadores de 5MVA en 13,2kV y su respectivo paño de conexión. 2. Para el nuevo transformador se debe considerar la construcción de una nueva fundación con pileta recolectora de aceite, foso separador agua-aceite, un muro cortafuegos y todo lo necesario para dar cumplimiento a la normativa vigente. 3. El proyecto debe contemplar la construcción de una nueva sala para alojar los nuevos gabinetes de control, 	Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Las Arañas (RTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada, esta Comisión considera pertinente aclarar que la construcción de una nueva fundación con pileta recolectora de aceite, foso separador agua-aceite, muro cortafuegos para el nuevo transformador, así como ampliaciones o construcción de una nueva sala de control u otras adecuaciones, se consideran dentro del ámbito de la ingeniería conceptual y/o de las respectivas bases de licitación, mas no de la descripción de la obra.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>protección y medida asociados a las nuevas instalaciones, junto con la instalación de SSAA de CA y CC.</p> <p>4. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional</p>		<p>A su vez, en lo relativo a la solicitud de incorporación de un banco de condensadores, esta Comisión considera que dicha solicitud no cuenta con el suficiente respaldo en cuanto a su necesidad y factibilidad de ejecución, de modo que no se incorporará.</p> <p>Finalmente, en relación con la solicitud de aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto dispuesto por el Coordinador</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Eléctrico Nacional para dichos efectos.
07-08	Punto 4.1.20. Sistema E. Ampliación en S/E Pitrufrquén (NTR ATMT)	<p>1. Para los nuevos Transformadores, se debe considerar la construcción de nuevas fundaciones con pileta recolectora de aceite, un foso separador agua-aceite, un muro cortafuegos y todo lo necesario para dar cumplimiento a la normativa vigente.</p> <p>2. Se debe considerar la instalación de dos Bancos de Condensadores de 2,5 MVAR cada uno, en 15 y 13,2 kV conectados a las barras proyectadas.</p> <p>3. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las</p>	Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Pitrufrquén (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.	<p>No se acoge la observación</p> <p>En relación a la observación presentada, esta Comisión considera pertinente aclarar que la construcción de una nueva fundación con pileta recolectora de aceite, foso separador agua-aceite, muro cortafuegos para el nuevo transformador, así como ampliaciones o construcción de una nueva sala de control u otras adecuaciones, se consideran dentro del ámbito de la ingeniería conceptual y/o de las respectivas bases de licitación, mas no en la descripción de la obra.</p> <p>A su vez, en lo relativo a la solicitud de incorporación de un banco de condensadores, esta Comisión considera que dicha solicitud no cuenta con el suficiente respaldo en cuanto a su necesidad y factibilidad de ejecución, de modo que no se incorporará.</p> <p>Finalmente, en relación con la solicitud de aclarar si los paños para alimentadores de media</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional		tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto dispuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.
07-09	Punto 4.2.1. Sistema A. Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kV Alto Molle – Cóndores	<p>1. Para cumplir con el objetivo para el cual se incorpora este proyecto en el Plan de Expansión, es necesario que en el alcance se indique que esta nueva subestación se debe emplazar en un terreno aledaño a un Bien Nacional de Uso Público, de manera de no dificultar el acceso de los alimentadores de media tensión.</p> <p>2. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión</p>	Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kV Alto Molle – Cóndores" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se incorpora la siguiente frase en la descripción de la obra: "Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>		<p>sistemas de distribución de la zona"</p>
07-10	<p>Punto 4.2.2. Sistema A. Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle</p>	<p>1. Para cumplir con el objetivo para el cual se incorpora este proyecto en el Plan de Expansión, es necesario que en el alcance se indique que esta nueva subestación se debe emplazar en un terreno aledaño a un Bien Nacional de Uso Público, de manera de no dificultar el acceso de los alimentadores de media tensión.</p> <p>2. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se incorpora la siguiente frase en la descripción del proyecto: "Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>		<p>alimentadores de los sistemas de distribución de la zona".</p>
07-11	<p>Punto 4.2.3. Sistema A. Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba</p>	<p>1. Para cumplir con el objetivo para el cual se incorpora este proyecto en el Plan de Expansión, es necesario que en el alcance se indique que esta nueva subestación se debe emplazar en un terreno aledaño a un Bien Nacional de Uso Público, de manera de no dificultar el acceso de los alimentadores de media tensión.</p> <p>2. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se incorpora la siguiente frase en la descripción de la obra: "Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona"</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>		
07-12	<p>Punto 4.2.6. Sistema D. Nueva S/E El Peral, seccionamiento línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas</p>	<p>1. Debido a las características geográficas de el sector donde se construirá la Nueva S/E El Peral, y con el objetivo de obtener los mayores beneficios para los clientes finales, es necesario modificar la descripción del emplazamiento a lo siguiente: "La subestación se deberá emplazar a 16,8 km al sur de la subestación Los Almendros, siguiendo el trazado de la línea 2x220 Alto Jahuel – Los Almendros, dentro de un radio de 1 km respecto a ese punto, considerandose únicamente el semicírculo generado al poniente de dicho punto".</p> <p>2. Para cumplir con el objetivo para el cual se incorpora este proyecto en el</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva S/E El Peral, seccionamiento línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Con respecto a la ubicación de la nueva S/E El Peral, se acoge la observación y se modifica la ubicación de este nuevo proyecto en los alcances de la obra. Por otro lado, de acuerdo con el segundo punto, se modifica el alcance de la obra para que el emplazamiento de esta nueva subestación posibilite el debido acceso y conexión de los alimentadores de media tensión. Finalmente, en relación con la solicitud de aclarar</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Plan de Expansión, es necesario que en el alcance se indique que esta nueva subestación se debe emplazar en un terreno aledaño a un Bien Nacional de Uso Público, de manera de no dificultar el acceso de los alimentadores.</p> <p>3. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>		<p>si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto dispuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.</p>
07-13	<p>Punto 4.2.7. Sistema E. Nueva S/E El Carmen y Nueva Línea 1x66kV</p>	<p>1. Se debe corregir la tensión del banco de condensadores, ya que debe ser 15kV.</p> <p>2. En la tabla 4-9 se indica que la línea sería un doble circuito en 66kV, no</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva S/E El Carmen y Nueva Línea 1x66kV Fuentecilla-El Carmen" en el</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión acoge lo solicitado respecto de los dos primeros</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Fuentecilla-El Carmen	<p>obstante, en la descripción del proyecto se indica que sería circuito simple. Se debe corregir.</p> <p>3. Para cumplir con el objetivo para el cual se incorpora este proyecto en el Plan de Expansión, es necesario que en el alcance se indique que esta nueva subestación se debe emplazar en un terreno aledaño a un Bien Nacional de Uso Público, de manera de no dificultar el acceso de los alimentadores.</p> <p>4. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>	Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.	<p>puntos de la observación, ajustando lo que corresponda en el ITF, en particular, en relación con la consistencia entre tablas de resumen y descripción de las obras.</p> <p>En tanto, respecto de lo solicitado en el punto 3, se ajusta la descripción de la obra de modo de procurar el resguardo del cumplimiento del propósito de la obra, cual es el abastecimiento de clientes ubicados en el sistema de distribución de la respectiva zona. Finalmente, en relación con la solicitud de aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto dispuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.
07-14	Punto 4.2.8. Sistema E. Nueva S/E Cañaverál	<p>1. Debido a las características geográficas del sector donde se construirá la Nueva S/E Cañaverál, y con el objetivo de obtener los mayores beneficios para los clientes finales y minimizar las dificultades para construir alimentadores que permitan descargar la S/E Cachapoal, es necesario modificar la descripción del emplazamiento a lo siguiente: "La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 1,6 km al noroeste de la subestación Cachapoal, siguiendo el trazado de la línea 2x66 Punta de Cortés – Cachapoal, dentro de un radio de 2,0 km respecto a ese punto, considerándose únicamente el semicírculo generado al norte de la Ruta Carretera El Cobre".</p> <p>2. Debido a que en Rancagua existe orden de soterramiento, es necesario incrementar a 6 los paños para alimentadores, ya que la capacidad de los alimentadores quedará limitado al conductor de cabecera subterráneo.</p>	Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Nueva S/E Cañaverál" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión acoge lo solicitado respecto de los dos primeros puntos de la observación, ajustando lo que corresponda en el ITF, en particular, en relación con la consistencia entre tablas de resumen y descripción de las obras.</p> <p>En tanto, respecto de lo solicitado en el punto 3, se ajusta la descripción de la obra de modo de procurar el resguardo del cumplimiento del propósito de la obra, cual es el abastecimiento de clientes ubicados en el sistema de distribución de la respectiva zona. Finalmente, en relación con la solicitud de aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>3. Para cumplir con el objetivo para el cual se incorpora este proyecto en el Plan de Expansión, es necesario que en el alcance se indique que esta nueva subestación se debe emplazar en un terreno aledaño a un Bien Nacional de Uso Público, de manera de no dificultar el acceso de los alimentadores.</p> <p>4. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>		<p>transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto dispuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.</p>
07-15	Punto 8.2.2 Sistema A Apoyo al Sistema	El Apoyo al Sistema de Transmisión de Antofagasta considera 11 proyectos: 1. Nueva S/E La Chimba y nueva Línea	Solicitamos se confirme que, de acuerdo a lo que se desprende del alcance de los 11 proyectos que componen el Apoyo al	No se acoge la observación. En relación a lo solicitado,

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	de Transmisión de Antofagasta	<p>2x110 kV Mejillones – La Chimba</p> <p>2. Ampliación en S/E Mejillones 110 kV (BS)</p> <p>3. Ampliación en S/E La Portada (BS)</p> <p>4. Conexión de línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant en S/E La Portada</p> <p>5. Ampliación en S/E Guardiamarina 110 kV (2BP + BT)</p> <p>6. Nueva S/E Seccionadora Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles</p> <p>7. Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles</p> <p>8. Nueva Línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau</p> <p>9. Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (BS)</p> <p>10. Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)</p> <p>11. Ampliación en S/E Sur (NTR ATMT)</p> <p>Solicitamos aclarar que, de acuerdo a lo que se desprende del alcance de los proyectos y al diagrama unilineal de la figura 8-29 que está en la página 161 del Informe Técnico Preliminar, la única línea que se considera desconectar es la LT 1x220kV Atacama-Esmeralda, que se conectaría a la Nueva S/E Caracoles y desconectaría de la S/E Atacama.</p>	<p>Sistema de Transmisión de Antofagasta, la única línea que se desconectará es la LT 1x220kV Atacama-Esmeralda, que se conectaría a la Nueva S/E Caracoles y desconectaría de la S/E Atacama.</p>	<p>respecto de que esta Comisión deba confirmar en esta etapa qué líneas deberán ser desconectadas del sistema, esto corresponde a una definición que se tomará con ocasión de procesos posteriores y en la medida en que se considere pertinente, de modo que no corresponde entregar un pronunciamiento en esta instancia ni en el contexto del presente proceso de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
07-16	4.1 Obras de Ampliación	<p>En las obras de ampliación que se intervienen las barras de media tensión (23 kV o menos), se plantea como alternativa ejecutar el proyecto mediante la construcción de una sala de celdas.</p> <p>De lo anterior, surge la duda sobre cuándo se tomará la decisión respecto a la alternativa que se preferirá para ejecutar el proyecto.</p> <p>En este sentido, se propondrá que la opción se defina en la etapa de desarrollo de las bases de licitación.</p>	<p>Luego de la frase “En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto” se debe agregar lo siguiente:</p> <p>“Con todo, la definición del desarrollo de la ampliación mediante sala de celda o en patio abierto, será definido durante el desarrollo de las bases de licitación.”</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Esta Comisión considera que incorporar lo propuesto en la observación no corresponde a esta instancia, siendo las respectivas bases de licitación la instancia más adecuada para efectos de incorporar los requisitos respecto de la forma en cómo se desarrolla el patio MT de la subestación. Por tal motivo, se estima que la descripción actual de los alcances de la obra es suficiente para que el Coordinador pueda definir lo anterior en las correspondientes bases de licitación.</p>
07-17	Punto 4.2 Obras Nuevas	<p>En la descripción de todos los proyectos de obras nuevas propuestos en el informe, se estipula que es responsabilidad de los propietarios de las instalaciones de generación y/o transporte la coordinación para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para la ejecución del proyecto. También señala que es responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren</p>	<p>En la descripción de los proyectos de obras nuevas se debe reemplazar la siguiente frase:</p> <p>“En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.”</p> <p>Por la siguiente:</p> <p>“En este sentido, es de responsabilidad del adjudicatario asumir los costos de las adecuaciones que se requieran en ellas, así</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Con el propósito de evitar eventuales inconsistencias con el resto de lo indicado en la descripción de la obra, así como tampoco con lo establecido en el artículo 29 del Reglamento, se ajusta la descripción de la obra, eliminando la frase observada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>incorporadas en el alcance del proyecto. Cabe recordar que la Ley General de Servicios Eléctricos en su artículo 79 dispone que las instalaciones de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto. Ello es profundizado en el capítulo 2 del Decreto 37-2019 del Ministerio de Energía, cuyo artículo 29 hace responsable a los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las ampliaciones, adecuaciones, modificaciones y refuerzos que sean necesarios en el marco de las conexiones de acceso abierto.</p> <p>No obstante, el inciso tercero parte final del mismo artículo 29 especifica que lo anterior no aplica a proyectos originados por decretos de expansión, al prever que: “Asimismo, tampoco se considerarán (como ampliaciones, adecuaciones y refuerzos a realizar a su costo por la empresa propietaria de las instalaciones existentes) las obras necesarias para la conexión de Obras de Expansión decretadas en un Decreto de Expansión, las que forman parte de las Obras Nuevas u Obras de Ampliación, según corresponda.”</p> <p>Por otra parte, si bien los costos de conexión son debidamente estimados</p>	<p>como también de los respectivos costos de conexión que resulten necesarios para la incorporación de las obras nuevas al sistema de transmisión.”</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>por el Coordinador y remunerados por el interesado en la conexión a las redes de transporte existentes, esto en la práctica no está siendo determinado por el Coordinador para conexiones de un proyecto originado en un Decreto de Expansión, pues a estos proyectos no les es exigible la autorización de conexión de conformidad con el artículo 19 del Decreto 125-2017 del Ministerio de Energía, instancia en la cual se determinan los costos de conexión conforme al artículo 79° de la Ley. Por lo anterior, no corresponde incorporar como parte de la descripción de los proyectos de obras nuevas, que los propietarios de las instalaciones existentes sean los responsables de efectuar y asumir los costos de las adecuaciones, pues ello transgrede lo dispuesto en el inciso final del artículo 29. Tampoco procede que los costos de conexión sean imputables a la empresa propietaria de las instalaciones, pues no se establece en forma expresa cual será el mecanismo de reconocimiento de dichos costos asumidos por el propietario de las instalaciones existentes. De este modo, no se advierte sustento normativo para la imposición de esta</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		obligación en los términos reseñados en dicho párrafo.		
07-18	Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 24, ID Obra 00-24. Ampliación en S/E Coronel	<p>1. El año 2023, los transformadores T1 y T2 de S/E Coronel registraron demandas máximas superiores a 90% y 85%, respectivamente, no existiendo PMGD conectados a la subestación.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto de Aumento de Capacidad de la LT 1x66kV Coronel-Arenas Blancas del Plan de Expansión 2020 no se ha adjudicado en los procesos de licitación que realiza el CEN, por lo que no es posible traspasar carga de los transformadores de S/E Coronel a la S/E Arenas Blancas por restricciones en la mencionada línea.</p> <p>Para el año 2030, cuando se estima la puesta en servicio de la Nueva S/E Schwager, los análisis de reconfiguración a nivel de distribución consideran traspasar carga desde las subestaciones Arenas Blancas y Coronel a la nueva unidad de transformación de S/E Schwager, lo que representaría una carga del orden del 46% de su capacidad, mientras que el T1 y T2 de S/E Coronel quedarían con niveles de carga del orden del 73% y 92%, respectivamente, es decir, a pesar de la entrada en operación de la nueva SE Schawer, no se solucionan los problemas</p>	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023 el proyecto "Ampliación en S/E Coronel"	<p>Se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a los análisis realizados en base a los antecedentes y observaciones presentadas, se concluye la pertinencia de la incorporación de la obra señalada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de cargabilidad en S/E Coronel. Por otro lado, la Nueva SE Schwager aún no se ha licitado, y cualquier atraso en el proceso de adjudicación o construcción significaría superar los límites de capacidad de las instalaciones existentes. Esa incertidumbre podría ser reducida al incorporar en el Plan de Expansión 2023 la ampliación del transformador T1 existente de 9MVA en S/E Coronel.</p> <p>Como antecedente adicional, se ha recibido la solicitud de conexión por parte de EFE para el suministro de la Nueva Rectificadora SER Playa Blanca que suministraría los consumos de la red eléctrica asociada al Biotren por una potencia de 6 MVA al sur de S/E Coronel con entrada en operación el 2030, que dejaría operando la unidad T2 de S/E Coronel con una cargabilidad de 111%, considerando las reconfiguraciones descritas con antelación como consecuencia de la entrada en operación de S/E Schwager. Por lo tanto, se reitera que no es posible postergar el proyecto de aumento de capacidad de transformación en S/E Coronel.</p> <p>En consecuencia, y con el objetivo de no poner en riesgo el abastecimiento de la demanda de los clientes existentes en</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>este sector, ni de consumos futuros como proyecto Biotren de EFE, se debe incorporar en el Informe Técnico Final el proyecto de Ampliación en S/E Coronel. La propuesta del CEN se debe complementar con la habilitación de al menos 6 paños nuevos para alimentadores.</p> <p>2. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. En archivo Anexo se adjunta mayor detalle de esta solicitud.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
07-19	Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 65, ID Obra 16-05. Aumento de capacidad en SE Tap Off La Negra	<p>1. El año 2023, los transformadores T1 y T2 de S/E Tap Off La Negra registraron una demanda máxima de 72% y 61%. Utilizando ese antecedente como base, más los requerimientos de 3 clientes que suman 1MW en el T1 y 1,4MW en el T2, se obtiene que al año 2029 ambos transformadores tendrían una carga superior al 85% de su capacidad. Por lo tanto, es necesario incorporar el proyecto de aumento de capacidad que propuso CGE.</p> <p>¹- Proyección utilizando la misma tasa de crecimiento de la Comisión y percentil 99,9%.</p> <p>¹- Los clientes referidos en el párrafo anterior son: Inversiones Gimenez, Finning Chile SpA y Empresa Portuaria Antofagasta.</p> <p>Como antecedente adicional, se puede mencionar que existe un cuarto requerimiento en etapas más tempranas, que ha solicitado confidencialidad, quien solicitó factibilidad por 5MW, lo que implicaría una carga mayor para los transformadores de SETap Off La Negra, por lo que es necesario incorporar en este Plan de Expansión el proyecto de aumento de capacidad.</p>	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023 el proyecto "Aumento de capacidad en SE Tap Off La Negra"	<p>No se acoge esta observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis y simulaciones realizadas, no se cumplen las condiciones para la incorporación de la obra solicitada, toda vez que al año 2028 no se alcanza el 85% de cargabilidad en los transformadores T1 y T2 del Tap Off La Negra.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. En archivo Anexo se adjunta mayor detalle de esta solicitud.</p>		
07-20	<p>Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 67, ID Obra 16-07. Aumento de capacidad en SE Cerrillos</p>	<p>1. Los alimentadores del transformador T1 110/23kV de 30MVA de SE Cerrillos tienen conectados PMGD que suman en su conjunto 20MW de capacidad instalada, lo que distorsiona el registro de demanda máxima de consumos que empleó la Comisión para el análisis. La demanda máxima del año 2022 del transformador T1 es:</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023 el proyecto "Aumento de capacidad en SE Cerrillos"</p>	<p>No se acoge esta observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis y simulaciones realizadas, no se cumplen las condiciones para la incorporación de la obra solicitada. En efecto, al revisar las medidas reales en el transformador T1 de la S/E Cerrillos, se observa que al año</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>- Sin considerar la inyección de los PMGD, es decir, solo debido al consumos de clientes, un 82% de la capacidad del transformador (percentil 99,9%).</p> <p>'- Considerando la inyección de los PMGD, un 70% de la capacidad del transformador (percentil 99,9%) Al proyectar la demanda de los consumos, sin considerar el efecto de los PMGD, se obtiene que el transformador operaría sobre el 85% el año 2029. En consecuencia, es necesario ejecutar el aumento de capacidad de transformación en esta subestación, según lo propuesto por CGE.</p> <p>2. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las</p>		<p>2022 la cargabilidad máxima de esta subestación llegó a un 66,67%, mientras que las proyecciones de cargabilidad muestran que no se supera el 85% de cargabilidad al año 2028.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.		
07-21	Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 68, ID Obra 16-08. Aumento de capacidad en SE Plantas	<p>1. La proyección de demanda realizada por la Comisión, al parecer no considera el requerimiento del Ministerio de Transportes que en su Oficio N°20522/2021 del 2 de septiembre de 2021, asociado a terminales para la carga de buses eléctricos, en el cual solicita una factibilidad de 2,7MW que deben ser abastecidos desde la S/E Plantas.</p> <p>Considerando este requerimiento se obtiene que al año 2028 el transformador de SE Plantas tendrá una carga superior al 85% de su capacidad. Por lo tanto, es necesario incorporar el proyecto de aumento de capacidad que propuso CGE.</p> <p>¹- Proyección utilizando la misma tasa de crecimiento de la Comisión y percentil 99,9%.</p> <p>2. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los</p>	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023 el proyecto "Aumento de capacidad en SE Plantas"	<p>No se acoge esta observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis y simulaciones realizadas, no se cumplen las condiciones para la incorporación de la obra solicitada. De hecho, las proyecciones de cargabilidad muestran que no se supera el 85% de cargabilidad al año 2028.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional</p>		
07-22	<p>Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 69, ID Obra 16-09. Aumento de capacidad en SE Guayacán</p>	<p>1. A nivel de transformación 66/13,2kV, efectivamente no se visualizan problemas para abastecer la demanda en la S/E Guayacán si se considera el proyecto "Ampliación en S/E San Juan 66 kV (BPS), reemplazo de Transformadores (RTR ATMT) y seccionamiento de línea 2x66 kV Pan de Azúcar - Guayacán en S/E San Juan 66 kV" que se incorporó en el proceso del Plan de Expansión 2022. No obstante, en el Plan de Expansión 2022 y ahora en el Informe Técnico Preliminar 2023, no se incorpora un proyecto que solucione el problema de cargabilidad que se produciría en el</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023 un proyecto que permita disponer de una mayor capacidad en el sistema de transmisión que energiza las subestaciones San Juan y Guayacán.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, cabe señalar que, con ocasión del proceso de expansión correspondiente al año 2023, la empresa propuso formalmente una obra de ampliación en la S/E Guayacán, la que no fue recomendada por esta Comisión por los motivos descritos en el Anexo 1 del ITP 2023 - Proyectos no Recomendados, ratificando la empresa, en esta misma observación, dicha decisión. Sin embargo, lo que la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>transformador T10 110/66kV de S/E Pan de Azúcar con la puesta en servicio del proyecto de la desaladora que la misma Comisión consideró en el Plan de Expansión 2022 en su análisis del subsistema.</p> <p>En archivo Anexo se adjunta mayor detalle de esta solicitud.</p>		<p>observante propone actualmente es un proyecto que permita aumentar la capacidad de las instalaciones que abastecen a la S/E Guayacán y no la ampliación de la misma, siendo un alcance de obra completamente distinto al inicial y que considera la intervención de instalaciones fuera de esta SPD.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior y en respuesta a lo expuesto por la empresa, es preciso indicar que esta Comisión detectó inconsistencias en la información proporcionada, debido a que en la ficha técnica de la propuesta de ampliación de la subestación Guayacán, se indicó que la factibilidad de la desaladora consideraba una potencia de 11,4 MW al año 2026, y en el documento anexo entregado para las observaciones al ITP, se señaló que se llevaría a cabo en dos etapas, una de 9,3 MW al año 2027 y la otra de 9,8 MW al año 2030. En ambos casos, no se presentan documentos oficiales que permitan clarificar qué datos</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>se tienen efectivamente a la fecha y esclarecer cuál sería la información verídica con que se cuenta a la fecha.</p> <p>De igual modo, si se considera el periodo de análisis de las obras de expansión que se deben incorporar en el presente informe técnico (2028 para obras de ampliación y 2029 para obras nuevas), no se detectan problemas de suficiencia por efectos del crecimiento de la demanda vegetativa y tampoco sobrecargas en las instalaciones de transmisión que abastece a las SS/EE San Juan y Guayacán, producto de la potencia requerida por la factibilidad en los respectivos años especificados por la empresa.</p> <p>Adicionalmente, esta Comisión realizó un estudio de sensibilidad proyectando la demanda vegetativa y la respectiva toma de demanda de la factibilidad al periodo de análisis del próximo proceso de expansión (2029 para obras de ampliación y 2030 para obras nuevas), y se visualizó que el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>transformador 110/66 kV de 60 MVA en la S/E Pan de Azúcar podría alcanzar una cargabilidad cercana a su capacidad nominal. Sin embargo, ese diagnóstico será ratificado durante el próximo proceso de expansión, con las demandas actualizadas y los antecedentes que se presenten en la etapa de presentación de propuestas respectiva.</p> <p>Por todo lo anterior, esta Comisión posterga la incorporación de una obra de expansión en las instalaciones analizadas para futuros procesos de planificación de la transmisión.</p>
07-23	Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 73, ID Obra 16-13. Aumento de capacidad en Tap Nihue	<p>1. Los alimentadores del transformador T3 66/13,2kV de 10MVA de SE Reguladora Rapel tienen conectados PMGD que suman en su conjunto 14MW de capacidad instalada, lo que distorsiona el registro de demanda máxima de consumos que empleó la Comisión para el análisis. La demanda máxima del año 2022 del transformador T3 es:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sin considerar la inyección de los PMGD, es decir, solo debido al consumos de clientes, un 110% de la 	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023 el proyecto "Aumento de capacidad en Tap Nihue"	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra Nueva S/E Litueche se encuentra adjudicada y a la espera de la publicación del decreto respectivo de adjudicación, con lo cual se dará inicio formal a su ejecución. En este sentido, cualquier obra que se pudiera incorporar en el presente proceso iniciaría su ejecución formal recién durante el segundo semestre de 2026, por lo que no se considera</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>capacidad del transformador (percentil 99,9%).</p> <p>- Considerando la inyección de los PMGD, un 91% de la capacidad del transformador (percentil 99,9%)</p> <p>En este sentido y entendiendo que el proyecto de la Nueva S/E Litueche permitirá descargar este transformador, se propone incorporar este proyecto, dado que en general los proyectos nuevos han mostrado atrasos importantes en su ejecución, en particular los que requieren construir nuevas líneas. Por lo tanto, y buscando resguardar lo indicado en el artículo 71 del Reglamento letra a) de minimización de los riesgos en el abastecimiento considerando eventualidades tales como indisponibilidad de infraestructura energética, es que se considera necesario incorporar en el Informe Técnico Final el proyecto de ampliación propuesto, que permita resguardar la seguridad del abastecimiento de la demanda en esta zona.</p> <p>2. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los</p>		<p>pertinente incorporar una obra por concepto de oportunidad.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>		
07-24	<p>Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 74, ID Obra 16-14. Aumento de capacidad en S/E Fátima</p>	<p>1. Los alimentadores de los transformadores T1 y T2, ambos de 66/13,2kV y 30MVA de SE Fátima tienen conectados PMGD que suman en su conjunto 27MW de capacidad instalada, lo que distorsiona el registro de demanda máxima de consumos que empleó la Comisión para el análisis. La demanda máxima del año 2023 de los transformadores T1 y T2 fue: - Sin considerar la inyección de los PMGD, es decir, solo debido al consumos de clientes, un 70% y 68% de la capacidad de los transformadores T1 y T2 respectivamente (percentil 99,9%).</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023 el proyecto "Aumento de capacidad en S/E Fátima"</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En base a la revisión de los antecedentes presentados en la observación y los análisis desarrollados por esta Comisión, se ha determinado la pertinencia de incorporar en el presente proceso de expansión la obra "Nueva S/E Huelquén", la cual permite abordar los problemas de suficiencia detectados en la S/E Fátima.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>- Considerando la inyección de los PMGD, un 66% y 63% de la capacidad de los transformadores respectivamente (percentil 99,9%) Adicionalmente, existen requerimientos de clientes que suman del orden de 2,6MVA en el T1 y 1MVA en el T2, más los requerimientos del Data Center Nabiax por 2,8 MVA en una primera etapa de conexión y de 1,6 MVA en una segunda etapa. Si se consideran estos requerimientos, al año 2029 los transformadores T1 y T2 tendrán cargas de 96% y 88% respectivamente. Los proyectos Nueva S/E Linderos y la Ampliación en S/E Hospital solo descargan los transformadores de la S/E Fátima de manera marginal, debido a la baja cantidad de circuitos interconectados directamente entre estas instalaciones, donde además se debe considerar para ambos casos que la Nueva SE Linderos es una obra nueva con la construcción de línea de transmisión que podría tener atrasos en su ejecución y que la ampliación de SE Hospital no fue asignada en el primer proceso en el que se licitó. Por lo tanto, con el objetivo de minimizar los riesgos de abasteciendo de la demanda en este sector,</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>considerando eventualidades tales como indisponibilidad de infraestructura energética, se debe incorporar un proyecto de aumento de capacidad en S/E Fátima.</p> <p>2. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>		
07-25	Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 75, ID Obra 16-15. Aumento de	1. La S/E Cachapoal se descargaría con la Nueva S/E Cañaverál, no obstante, debido a los niveles de carga de los transformadores de la S/E Cachapoal y que la Nueva S/E Cañaverál podría	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023 el proyecto "Aumento de capacidad en S/E Cachapoal"	No se acoge la observación. De la lectura de la observación, no se presentan antecedentes suficientes para efectos de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	capacidad en S/E Cachapoal	presentar problemas en su ejecución por ser una obra nueva, se podría dar un escenario en el que no exista la capacidad necesaria para abastecer la demanda en este sector. Por lo tanto, es necesario incluir en el Informe Técnico Final el proyecto de Aumento de Capacidad en S/E Cachapoal, lo que permitirá disponer de la capacidad necesaria a la espera de la puesta en servicio de la Nueva S/E Cañaverál.		determinar una modificación del ITF en el sentido solicitado.
07-26	Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 77, ID Obra 16-17. Nueva S/E Huelquen 110/15kV	<p>1. La comuna de Paine es abastecida desde las subestaciones Buin, Fátima y Hospital. En este Informe Técnico Preliminar la Comisión está indicando como no recomendado la propuesta de Ampliar la Capacidad en S/E Fátima, además, el proyecto de Aumento de Capacidad en S/E Hospital no fue asignado en el primer proceso que se solicitó y la Nueva S/E Linderos está en una etapa temprana de su ejecución, por lo que no hay certeza de su puesta en servicio. Por lo tanto, existe la posibilidad que en los próximos años no exista la capacidad suficiente para atender los requerimientos de demanda en este sector.</p> <p>Por otra parte, a nivel del sistema de distribución, el sector donde se propone construir la Nueva S/E Huelquén</p>	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023 el proyecto "Nueva S/E Huelquen 110/15kV"	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En base a la revisión de los antecedentes presentados en la observación y los análisis desarrollados por esta Comisión, se ha determinado la pertinencia de incorporar en presente proceso de expansión la obra "Nueva S/E Huelquén", la cual permite abordar los problemas de suficiencia detectados en la S/E Fátima.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>110/15kV impacta directamente en la descarga de los Alimentadores denominados Alto Jahuel, Challay y Paine de 82, 98 y 88 km respectivamente y una demana del orden de los 30MVA en su conjunto, los que no son capaces de recibir ni otorgar respaldos debido a problemas por regulación de tensión a consecuencia de sus grandes extensiones. Es decir, no solo podrían existir problemas para abastecer la demanda, si no que actualmente no es posible mejorar la calidad de servicio de los clientes regulados del sector, debido a que no se cuenta con las instalaciones de transmisión zonal que permitan una adecuada configuración de alimentadores de distribución, lo que se solucionaría con la Nueva S/E Huelquén. Por lo tanto, con el objetivo de atender los incrementos de demanda y mejorar la calidad de servicio en la comuna de Paine, se debe incorporar en el Informe Técnico Final el proyecto Nueva S/E Huelquén 110/15kV.</p> <p>2. Para cumplir con el objetivo para el cual se incorpora este proyecto en el Plan de Expansión, es necesario que en el alcance se indique que esta nueva</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>subestación se debe emplazar en un terreno aledaño a un Bien Nacional de Uso Público, de manera de no dificultar el acceso de los alimentadores.</p> <p>3. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. En archivo Anexo se adjunta mayor detalle de esta solicitud.</p>		
07-27	Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 81, ID Obra 16-	1. Los alimentadores de los transformadores T1 y T2 de S/E Teno tienen conectados PMGD que suman en su conjunto 30MW de capacidad	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023 el proyecto "Ampliación S/E Teno"	Se acoge parcialmente la observación. En base a la revisión de los

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	21. Ampliación S/E Teno	<p>instalada, lo que distorsiona el registro de demanda máxima de consumos que empleó la Comisión para el análisis. La demanda máxima del año 2023 de los transformadores T1 y T2 son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sin considerar la inyección de los PMGD, es decir, solo debido al consumos de clientes, un 64% y 82% de la capacidad de los transformadores T1 y T2, respectivamente (percentil 99,9%). - Considerando la inyección de los PMGD, un 63% y 79% de la capacidad de los transformadores T1 y T2 respectivamente (percentil 99,9%). <p>Al proyectar la demanda de los consumos, sin considerar el efecto de los PMGD, se obtiene que los transformadores T1 y T2 operarían con cargas del 70% y 89%, respectivamente, el año 2029. Parte importante de los consumos que alimentan estos transformadores son industrias, por lo que no es factible realizar equilibrios de carga que permitan que ambos transformadores operen con carga más similares.</p> <p>Adicionalmente, se debe considerar que hay 3 requerimientos de clientes industriales que se conectarán al T1 de esta subestación, que sumarían del orden de 8,5MW. De esta forma, al año</p>		<p>antecedentes presentados en la observación y los análisis desarrollados por esta Comisión, se ha determinado la pertinencia de incorporar en presente proceso de expansión la obra "Nueva S/E El Quelmén", la cual permite abordar los problemas de suficiencia detectados en la S/E Teno.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2029 los transformadores T1 y T2 operarían con cargas de 99% y 89%, respectivamente. Por lo tanto, no es posible postergar el proyecto de aumento de capacidad de transformación en SE Teno que propuso CGE.</p> <p>- Los clientes referidos en el párrafo anterior son: Nestle Chile, Empresas Carozzi y Aurora Australis SA. En consecuencia, es necesario ejecutar el aumento de capacidad de transformación en esta subestación que propuso CGE.</p> <p>2. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. En archivo Anexo se adjunta mayor detalle de esta solicitud.		
07-28	Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 86, ID Obra 16-26. Aumento de capacidad en S/E Padre Las Casas	<p>1. Los transformadores T1 y T2, ambos 66/15kV de 25MVA, de S/E Las Encinas tuvieron una carga de 78% y 81%, respectivamente, el año 2023. En este sector hay un requerimiento de la Universidad de La Frontera por 2,9MVA y Transportes de pasajeros ALTAMIRA S.A. por 3MVA, lo que implicará que al año 2029 los transformadores T1 y T2 operen con cargas de 93% y 97%. Debido a que no es posible ejecutar un proyecto de aumento de capacidad en S/E Las Encinas y a que es necesario descargar la LT 1x66kV Pumahue-Chivilcan, CGE propuso construir la Nueva S/E Labranza (sector que presenta un importante desarrollo inmobiliario) y un Aumento de Capacidad en S/E Padre Las Casas. Ambos proyectos están en el listado de No Recomendados en el Informe Técnico Preliminar, por lo que no se está solucionando un problema evidente de suficiencia. Por lo tanto, considerando los puntos</p>	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023 el proyecto "Aumento de capacidad en S/E Padre Las Casas"	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a los análisis realizados por esta Comisión, lo solicitado en la observación no cumple con los requisitos para incorporar la obra en cuestión al presente plan de expansión. Lo anterior, aun considerando el análisis de sensibilidad respecto de las proyecciones utilizadas en el contexto del ITP, en concordancia con lo señalado en la observación, pues lo resultados muestran que existiría holgura suficiente para enfrentar las situaciones planteadas en los equipos de transformación de las SS/EE Las Encinas y Padre las Casas. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión revisará nuevamente las condiciones de suficiencia en el contexto del siguiente proceso de expansión de la transmisión, de modo de incorporar antecedentes</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>expuestos, se debe incluir en el Informe Técnico Final el proyecto de Aumento de Capacidad en S/E Padre Las Casas.</p> <p>2. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. En archivo Anexo se adjunta mayor detalle de esta solicitud.</p>		<p>adicionales que permitan definir con mayor certeza el siguiente desarrollo de nueva capacidad para el abastecimiento de la demanda de la ciudad de Temuco y sus alrededores.</p>

E08 – EnergiE

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
08-01	4.1 Obras de Ampliación	<p>La ampliación de la S/E Fuentecilla considera la extensión de la barra para una única posición adicional (para la línea Fuentecilla - El Carmen). Se solicita formalmente considerar que esta ampliación considere tres posiciones, una para la línea mencionada y dos para proyectos de generación, consumo y almacenamiento en la zona.</p> <p>Esto considerando la gran cantidad de proyectos (particularmente renovables y de almacenamiento) en la zona y el bajo costo de la modificación a la ampliación propuesta.</p>	<p>Se propone modificar la propuesta de ampliación de la S/E Fuentecilla de una (1) posición a tres (3), para permitir la conexión de la línea Fuentecilla - El Carmen y futuros proyectos en la zona (sección 4.1.14 del ITP)</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se ajusta el alcance de la obra de acuerdo con lo solicitado.</p>

E09 – STM II

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
09-01	<p>INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2023</p> <p>4.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E MACUL (NTR ATMT)</p>	<p>En el informe se indica que el plazo constructivo para la obra es de 30 meses, sin embargo, de acuerdo con el cronograma presentado y los plazos de obras similares incluidas en el Plan de Expansión 2022, este debería ser de 36 meses.</p>	<p>Cambiar plazo constructivo de 30 a 36 meses.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica el plazo de acuerdo con lo solicitado.</p>
09-02	<p>INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2023</p> <p>4.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELENA (RTR ATMT)</p>	<p>De acuerdo con la revisión y análisis realizado por nuestra área de ingeniería, se presentan las siguientes consideraciones:</p> <p>- Incluir en el alcance del proyecto las 4 posiciones restantes de media tensión para futuros alimentadores en el nuevo juego de celdas 12 kV, dado que al dejar cuatro espacios para celdas de futuros alimentadores se complejiza la incorporación de nuevas posiciones ya que en algunos casos implicaría la instalación de celdas de remotes, lo que aumentaría la cantidad de celdas y principalmente aumentaría el volumen del foso y de casa de celdas. Cabe señalar que la subestación cuenta con un espacio limitado para la construcción de la nueva sala de celdas.</p>	<p>Modificar el párrafo N°2 del punto "4.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra, de acuerdo con la siguiente propuesta:</p> <p>"Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 12 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, ocho celdas para alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de celdas para la interconexión con las barras de media tensión existentes.", similar a los alcances del proyecto en S/E Recoleta, asociado al DE N°4 del 09-02-2024, asociado al Plan de Expansión 2022.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, el alcance de esta obra considerará la construcción de 6 posiciones de media tensión y espacio para otras 2 posiciones para conexiones futuras.</p> <p>Respecto al segundo punto, esta Comisión considera que lo señalado puede ser incorporado en la etapa de elaboración de las respectivas bases de licitación de la obra, en aquellos casos que corresponda.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		- Incluir en el alcance del proyecto una posición acopladora y una celda de remonte en el nuevo juego de celdas 12 kV, con la finalidad de disponer de un punto de conexión para futuros juegos de celdas.		
09-03	<p>INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2023</p> <p>4.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELENA (RTR ATMT)</p>	<p>Por otra parte, se indica que el plazo constructivo para la obra es de 30 meses, sin embargo, de acuerdo con el cronograma presentado y los plazos de obras similares incluidas en el Plan de Expansión 2022, este debería ser de 36 meses.</p>	<p>Cambiar plazo constructivo de 30 a 36 meses.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se ajusta el plazo de ejecución de acuerdo a lo solicitado.</p>
09-04	<p>10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>Ampliación SE Los Dominicos: RTR ATMT 110-12 kV 25 MVA por 50 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la seguridad y suficiencia en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a S/E Los Dominicos. Específicamente, ante la falla de uno de los transformadores 110/12 kV 50 MVA se tendrá un bloque de potencia y clientes no suministrados cercano a los 14,6 MVA y 7.700 clientes respectivamente. Análisis presentado a la Comisión el 29-08-2023.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE para otros proyectos presentados por la misma justificación, "resulta pertinente postergar su estudio y eventual</p>	<p>A la espera de la modificación normativa que contemplaría la extensión del criterio N-1 a los sistemas zonales, se solicita priorizar este tipo de proyectos, por ejemplo, en función de los bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, mediante umbrales a definidos por la propia CNE.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se proponen como umbrales, 15 MVA y/o 10.000 clientes.</p> <p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM II en plan de expansión 2023.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Lo solicitado no es factible de acoger, debido a que no existe sustento normativo para la incorporación de la obra, así como tampoco antecedentes adicionales que la justifiquen. Por lo anterior, esta Comisión no incorporará la obra en cuestión en el presente proceso de expansión.</p> <p>Por su parte, cabe señalar que, si bien los criterios indicados en la observación pueden ser adecuados y, en consecuencia, ser</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>incorporación para futuros procesos de expansión de la transmisión, en particular a la espera de la tramitación de la propuesta modificación normativa contemplada en el Plan Normativo 2024 de esta Comisión, descrita en la Resolución Exenta N° 654, publicada el 29 de diciembre de 2023, específicamente aquella relativa al artículo 5-5 de la NTSyCS y su relación con el proceso de planificación respecto a la evaluación de obras por seguridad en los sistemas de Transmisión Zonal.” Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en la Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023 se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, posterior a la presentación de iniciativas al Plan 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Lo anterior implicaría postergar este tipo de proyectos por 4 planes de expansión (incluyendo el proceso 2023 en curso), con el respectivo riesgo en el abastecimiento de la demanda hacia los clientes finales, lo cual se evidencia a continuación. En concreto, considerando los plazos del proceso de planificación y constructivos típicos, una iniciativa por</p>		<p>utilizados en futuros procesos, eventualmente podrían pugnar con aquellos que se deberán definir con ocasión del proceso de modificación normativa respectivo, de modo que no resulta pertinente su uso en el presente proceso de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		seguridad entraría en servicio recién el año 2032, lo cual, para el caso de SE Los Dominicos, implicaría cerca de 21,6 MVA y 11.500 clientes no suministrados al año 2031, como se puede ver en el archivo "Observaciones STM II Plan Expansión Tx 2023.docx".		
09-05	<p>10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>Ampliación SE San Joaquín: NTR ATMT 110/12 kV 50 MVA</p>	<p>Cabe destacar que en información complementaria enviada el 18 de agosto de 2023 mediante carta N°1540794, la iniciativa "Ampliación SE San Joaquín: NTR ATMT 110/12 kV 50 MVA" se modificó a "Ampliación SE San Joaquín: RTR ATMT 25 MVA por 50 MVA".</p> <p>El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la seguridad y suficiencia en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a S/E San Joaquín. Específicamente, ante la falla de uno de los transformadores 110/12 kV 50 MVA se tendrá un bloque de potencia y clientes no suministrados cercano a los 6,3 MVA y 4.700 clientes respectivamente al año 2028. Análisis presentado a la Comisión el 29-08-2023. De acuerdo con lo indicado por la CNE, "resulta pertinente postergar su estudio y eventual incorporación para futuros procesos de expansión de la transmisión, en particular a la espera de</p>	<p>A la espera de la modificación normativa que contemplaría la extensión del criterio N-1 a los sistemas zonales, se solicita priorizar este tipo de proyectos, por ejemplo, en función de los bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, mediante umbrales a definidos por la propia CNE.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se proponen como umbrales, 15 MVA y/o 10.000 clientes.</p> <p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM II en plan de expansión 2023.</p>	Ver respuesta a observación 09-04.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>la tramitación de la propuesta modificación normativa contemplada en el Plan Normativo 2024 de esta Comisión, descrita en la Resolución Exenta N° 654, publicada el 29 de diciembre de 2023, específicamente aquella relativa al artículo 5-5 de la NTSyCS y su relación con el proceso de planificación respecto a la evaluación de obras por seguridad en los sistemas de Transmisión Zonal.”</p> <p>Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en la Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023 se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, posterior a la presentación de iniciativas al Plan 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Lo anterior implicaría postergar este tipo de proyectos por 4 planes de expansión (incluyendo el proceso 2023 en curso), con el respectivo riesgo en el abastecimiento de la demanda hacia los clientes finales, lo cual se evidencia a continuación. En concreto, considerando los plazos del proceso de planificación y constructivos típicos, una iniciativa por seguridad entraría en servicio recién el año 2032, lo cual, para el caso de SE San</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Joaquín, implicaría cerca de 16,3 MVA y 12.000 clientes no suministrados al año 2031, como se puede ver en el archivo "Observaciones STM II Plan Expansión Tx 2023.docx".		
09-06	<p>10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>Ampliación SE Lo Prado: NTR ATAT 110/44 kV 30 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado debido al incumplimiento del criterio de holgura al año 2028 en el único transformador 110/44 kV de la subestación.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE, "(...) a partir del análisis realizado por esta Comisión, se desprende que resulta pertinente postergar su estudio y eventual incorporación para futuros procesos de expansión de la transmisión, en particular a la espera de la tramitación de la propuesta modificación normativa contemplada en el Plan Normativo 2024 de esta Comisión, descrita en la Resolución Exenta 654, publicada el 29 de diciembre de 2023, específicamente aquella relativa al artículo 5-5 de la NTSyCS y su relación con el proceso de planificación respecto a la evaluación de obras por seguridad en los sistemas de Transmisión Zonal."</p> <p>Sin embargo, de acuerdo con los análisis realizados por STM, actualizando demanda base año 2022, utilizando las tasas de crecimiento del Análisis Radial</p>	<p>Incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2023, el proyecto "Ampliación en S/E Lo Prado: NTR ATAT 110/44 kV 30 MVA", necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a SE Lo Prado y SE Curacaví.</p>	<p>No se acoge la observación</p> <p>Respecto de las proyecciones de cargabilidad en la S/E Lo Prado presentadas por la empresa en su observación, el análisis de éstas muestra que se realizaron considerando la suma de las demandas no coincidentes de los distintos alimentadores que abastece la S/E Curacaví. En ese sentido, esta Comisión estima que esa aproximación no es correcta, toda vez que la demanda que percibe la unidad de transformación de S/E Lo Prado corresponde la demanda coincidente resultante de la suma de las curvas de las cargas de las SS/EE Curacaví y Lo Prado 44/MT. A raíz de lo anterior, esta Comisión recalculó la demanda esperada en el transformador 110/44 kV de S/E Lo Prado, considerando las lecturas de demanda coincidentes de las cargas que abastece esta</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>del ITP 2023 y de la Base de Datos ITP 2023 y aplicando las correcciones pertinentes en la BD en el corredor Cerro Navia – Lo Prado, los resultados del Estudio Sistémico entrego la proyección de demanda incluida en el archivo "2024-02-16_Tablas_SE Lo Prado.xlsx". De lo anterior, se confirma el incumplimiento del criterio de holgura para el transformador 110/44 kV.</p> <p>Mayores antecedentes en documento "2024-02-16_Ampliación SE Lo Prado NTR ATAT 110-44 kV 30 MVA.pdf".</p>		<p>unidad de transformación, y no se observan problemas de suficiencia en el periodo de análisis. En consecuencia, esta Comisión posterga la incorporación de una obra de expansión, por concepto de suficiencia en esta zona de abastecimiento, para futuros procesos de expansión. En los anexos del informe se encuentran los detalles de este análisis.</p>
09-07	<p>10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>Ampliación SE Carrascal: NTR ATMT 110-12 kV 50 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado debido al incumplimiento del criterio de holgura al año 2028 en el nivel de tensión de 12 kV.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE: "(...) Los resultados de los análisis de suficiencia realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 7.4.3 y 7.4.4 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. (...)". Sin embargo, de acuerdo con los análisis realizados por STM, actualizando demanda base año 2022, utilizando las tasas de crecimiento del Análisis Radial del ITP 2023 y considerando los planes</p>	<p>Incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2023, el proyecto "Ampliación SE Carrascal: Instalación Transformador 110/12,5 kV 50 MVA", necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a SE Carrascal.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a las proyecciones de las cargabilidades en las tres unidades 110/12 kV de S/E Carrascal, se observa que dos de las tres unidades presentan cargabilidades superiores al 85%, tanto para el escenario con demanda vegetativa como para el escenario con traspasos de demanda por distribución. Esta situación se genera debido a que el análisis presentado por la empresa observante considera que una de las tres unidades 110/12 kV de la subestación no abastece demanda.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de obras de la empresa distribuidora ENEL, la SE Carrascal tiene la siguiente demanda proyectada en el archivo "20240216_Proyecciones Dda SE Carrascal.xlsx". De lo anterior, se observa un incumplimiento del criterio de holgura para los transformadores N°1 y N°2 de la subestación. Por otra parte, en el Anexo del Plan de Expansión 2023, archivo "Análisis Radial ITP 2023", se observa que La Comisión asigna una toma de carga para el transformador N°3 de la SE Carrascal. Sin embargo, esto contradice los datos de demanda extraídos de la PRMTE del Coordinador (información adjunta), pues este equipo tiene la función de prestar respaldo en 12 kV en caso de situaciones de contingencia.</p> <p>Mayores antecedentes en documento "2024-02-16_Ampliación SE Carrascal NTR ATMT 110-12 kV 50 MVA.pdf".</p>		<p>Si esta unidad en reserva tomara demanda, podría descargar ambas unidades de transformación a un nivel que permita abastecer la demanda, a lo menos, con un nivel de holgura superior al 15% al año 2029, que corresponde al periodo de análisis considerado en este Proceso de Expansión.</p> <p>Adicionalmente, es del caso indicar que la unidad que actualmente no toma carga en condiciones normales de operación se encuentra siendo remunerado de la misma forma que las otras dos unidades que sí abastecen demanda. Por lo tanto, considerando que si la unidad que opera en vacío abasteciera parte de la demanda de las otras dos unidades de la subestación, se lograrían mitigar los problemas de suficiencia en esta instalación, por lo que esta Comisión postergará la eventual incorporación de una obra de expansión en la S/E Carrascal para futuros procesos de expansión.</p>
09-08	10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS	El proyecto fue presentado debido al incumplimiento del criterio de holgura al año 2028 en el nivel de tensión de 12 kV	Incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2023, el proyecto "Ampliación SE Lo Boza: Instalación	No se acoge la observación. Con respecto al diagnóstico

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Ampliación SE Lo Boza: NTR ATMT 110-23 kV 50 MVA	<p>(sin factibilidades). De acuerdo con lo indicado por la CNE: "(...) Los resultados de los análisis de suficiencia realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 7.4.3 y 7.4.4 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Además, se realizaron análisis adicionales en los cuales se sensibilizó la proyección de demanda, considerando los antecedentes presentados por la promotora, en relación a la eventual conexión de nuevos consumos (factibilidades).(...)" Sin embargo, de acuerdo con los análisis realizados por STM, actualizando demanda base año 2022, utilizando las tasas de crecimiento del Análisis Radial del ITP 2023, considerando los planes de obras de la empresa distribuidora ENEL, la SE Lo Boza tiene la demanda proyectada en el archivo "20240216_Proyecciones Dda SE Lo Boza.xlsx". De lo anterior, se confirma el incumplimiento del criterio de holgura para 12 kV. Por su parte, para 23 kV ocurre igual, pero para el escenario con factibilidades.</p>	Transformador 110/23-12,5 kV 50 MVA", necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a SE Lo Boza.	presentado por la empresa, ellos visualizan cargabilidades superiores al 85%, tanto en las unidades de 12 kV como 23 kV. Para el caso de las unidades de transformación en 12 kV, se observa que el análisis expuesto no considera la capacidad de transformación del equipo T5 para descargar las otras unidades. Sin embargo, para efectos del análisis de suficiencia en una SPD, esta Comisión considera la totalidad de la capacidad disponible en la instalación. Siendo este el caso, se observa que las dos unidades 110/12 kV de 25 MVA se pueden descargar con la unidad considerada en reserva, reduciendo las cargabilidades proyectadas. De esta forma, considerando que dichas unidades de 25 MVA tendrían una capacidad remanente, esta Comisión visualiza que es posible redistribuir la demanda entre las unidades de 110/12 kV existentes a fin de mitigar los problemas de suficiencia en las unidades de 110/12 kV de la S/E Lo Boza en el periodo de análisis de las obras de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>El ingreso de las factibilidades de suministro (información adjunta) se produce en 23 kV, precisamente por la falta de holgura en 12 kV. Además, de acuerdo con los planes de crecimiento informados por la empresa distribuidora ENEL, los nuevos consumos se proyectan en 23 kV, junto con Cambios de Nivel de Tensión progresivos.</p> <p>Mayores antecedentes en documento "2024-02-16_Ampliación SE Lo Boza NTR ATMT 110-23 kV 50 MVA.pdf".</p>		<p>expansión. Adicionalmente, esta Comisión realizó una sensibilidad del diagnóstico, considerando las factibilidades y traspasos de demanda que la empresa presentó a esta Comisión en donde, luego de considerar la redistribución de demanda en 12 kV hacia la unidad que la empresa considera como en reserva, no se proyectan sobrecargas en el periodo de análisis.</p> <p>Con respecto a 23 kV, esta Comisión no visualiza problemas de suficiencia por crecimiento vegetativo de la demanda, toda vez que se considera que ambas unidades 110/23 kV de 50 MVA toman demanda y tampoco sobrecargas por conexión de nuevas factibilidades. En consecuencia, los análisis realizados por esta Comisión tampoco detectan problemas de suficiencia en las unidades 110/23 kV de la S/E Lo Boza.</p> <p>Por último, esta Comisión estima que la obra en cuestión no resulta eficaz para efectos de dar respuesta a los problemas diagnosticados, toda vez que no</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>abarca los eventuales problemas de suficiencia que pudiesen existir en 12 kV, por lo que resulta incompleta, pudiendo, por lo mismo, redundar en una obra ineficiente en caso de requerir otra complementaria, respecto al abastecimiento en 12 kV, en forma posterior.</p> <p>Por lo anterior, y debido a que en el periodo de análisis no se observan problemas de suficiencia considerando el crecimiento vegetativo, ni tampoco problemas de sobrecarga al incorporar las factibilidades indicadas, realizando los traspasos de demanda pertinentes y el uso de la unidad de reserva (de ser necesario), esta Comisión decide postergar la incorporación de una obra de expansión que atienda las problemáticas relevadas, de modo de contar con mayores antecedentes a fin de entregar una solución integral y eficiente a los eventuales requerimientos de capacidad en los distintos niveles de tensión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
09-09	<p>10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>Ampliación SE Quilicura: RTR ATMT 110-12 kV 25 MVA por 50 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la seguridad y suficiencia en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a S/E Quilicura. Específicamente, ante la falla de uno de los transformadores 110/12 kV 50 MVA se tendrá un bloque de potencia y clientes no suministrados cercano a los 24 MVA y 14.700 clientes respectivamente. Análisis presentado a la Comisión el 29-08-2023.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE para otros proyectos presentados por la misma justificación, “resulta pertinente postergar su estudio y eventual incorporación para futuros procesos de expansión de la transmisión, en particular a la espera de la tramitación de la propuesta modificación normativa contemplada en el Plan Normativo 2024 de esta Comisión, descrita en la Resolución Exenta N° 654, publicada el 29 de diciembre de 2023, específicamente aquella relativa al artículo 5-5 de la NTSyCS y su relación con el proceso de planificación respecto a la evaluación de obras por seguridad en los sistemas de Transmisión Zonal.” Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en la Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023 se estima la</p>	<p>A la espera de la modificación normativa que contemplaría la extensión del criterio N-1 a los sistemas zonales, se solicita priorizar este tipo de proyectos en función de los bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, entre otros criterios, mediante umbrales a definidos por la propia CNE.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se proponen como umbrales, 15 MVA y/o 10.000 clientes.</p> <p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM II en plan de expansión 2023.</p>	<p>Ver respuesta a observación 09-04.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, posterior a la presentación de iniciativas al Plan 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Lo anterior implicaría postergar este tipo de proyectos por 4 planes de expansión (incluyendo el proceso 2023 en curso), con el respectivo riesgo en el abastecimiento de la demanda hacia los clientes finales, lo cual se evidencia a continuación. En concreto, considerando los plazos del proceso de planificación y constructivos típicos, una iniciativa por seguridad entraría en servicio recién el año 2032, lo cual, para el caso de SE Quilicura 12 kV, implicaría cerca de 27 MVA y 16.600 clientes no suministrados al año 2031, como se puede ver en el archivo "Observaciones STM II Plan Expansión Tx 2023.docx".</p>		
09-10	<p>10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>Ampliación SE Quilicura: NTR ATMT 110-23 kV 50 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la seguridad y suficiencia en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a S/E Quilicura. Específicamente, ante la falla del transformador 110/23 kV 50 MVA se tendrá un bloque de potencia y clientes no suministrados cercano a los 19 MVA y 12.400 clientes respectivamente.</p>	<p>A la espera de la modificación normativa que contemplaría la extensión del criterio N-1 a los sistemas zonales, se solicita priorizar este tipo de proyectos en función de los bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, entre otros criterios, mediante umbrales a definidos por la propia CNE. Sin perjuicio de lo anterior, se proponen</p>	<p>Ver respuesta a observación 09-04.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Análisis presentado a la Comisión el 29-08-2023.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE, “resulta pertinente postergar su estudio y eventual incorporación para futuros procesos de expansión de la transmisión, en particular a la espera de la tramitación de la propuesta modificación normativa contemplada en el Plan Normativo 2024 de esta Comisión, descrita en la Resolución Exenta N° 654, publicada el 29 de diciembre de 2023, específicamente aquella relativa al artículo 5-5 de la NTSyCS y su relación con el proceso de planificación respecto a la evaluación de obras por seguridad en los sistemas de Transmisión Zonal.”</p> <p>Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en la Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023 se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, posterior a la presentación de iniciativas al Plan 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027.</p> <p>Lo anterior implicaría postergar este tipo de proyectos por 4 planes de expansión (incluyendo el proceso 2023 en curso), con el respectivo riesgo en el</p>	<p>como umbrales, 15 MVA y/o 10.000 clientes.</p> <p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM II en plan de expansión 2023.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>abastecimiento de la demanda hacia los clientes finales, lo cual se evidencia a continuación. En concreto, considerando los plazos del proceso de planificación y constructivos típicos, una iniciativa por seguridad entraría en servicio recién el año 2032, lo cual, para el caso de SE Quilicura 23 kV, implicaría cerca de 20 MVA y 13.000 clientes no suministrados al año 2031, como se puede ver en el archivo "Observaciones STM II Plan Expansión Tx 2023.docx".</p>		
09-11	<p>10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>Ampliación SE El Manzano: NTR ATMT 220/23 kV 50 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado debido al incumplimiento del criterio de suficiencia al año 2028, para un escenario con factibilidades. De acuerdo con lo indicado por la CNE, " ... se realizaron análisis adicionales en los cuales se sensibilizó la proyección de demanda, considerando los antecedentes presentados por la promotora, en relación a la eventual conexión de nuevos consumos (factibilidades). En dichos análisis, no se observaron sobrecargas en la unidad de transformación de la subestación primaria de distribución en el periodo de análisis. Cabe señalar que el Reglamento de Planificación contempla una holgura en relación a la capacidad máxima de los equipos de transformación y líneas de</p>	<p>Incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2023, el proyecto "Ampliación en S/E El Manzano: NTR ATMT 220/23 kV 50 MVA", necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a SE El Manzano.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Luego de analizar los antecedentes adicionales entregados, se concluye que, en caso de cumplirse los supuestos de los análisis presentados, existiría un requerimiento de capacidad adicional. Sin embargo, esta Comisión cumple con indicar que los equipos de transformación que la observante señala que serían de uso exclusivo para el cliente Proacer, se encuentran sometidos al régimen de acceso abierto contemplado en la Ley, de modo que, en caso de ser requeridos, podrían ser utilizados para el abastecimiento de clientes</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>transmisión, la que, en parte, permite enfrentar aquellos crecimientos no previstos en la proyección de la demanda y que se tiene en cuenta a la hora de decidir la incorporación de una obra de expansión de estas características y propósito.”</p> <p>Sin embargo, de acuerdo con los análisis realizados por STM, actualizando demanda base año 2022, utilizando las tasas de crecimiento del Análisis Radial del ITP 2023, considerando los planes de obras de la empresa distribuidora ENEL y las solicitudes de factibilidad ingresadas, SE El Manzano tiene la demanda proyectada en el archivo "20240216_Proyecciones Dda SE El Manzano.xlsx". Lo anterior, confirma el incumplimiento del criterio de suficiencia en 23 kV (transformadores regulados T1 y T3), alcanzando una cargabilidad promedio de 110,3% en caso de operación en paralelo. Cabe destacar que los transformadores T2 y T4 son instalaciones dedicadas para el abastecimiento de clientes libres.</p> <p>Mayores antecedentes en documento "2024-02-16_Observación Ampliación SE El Manzano NTR ATMT.pdf".</p>		<p>regulados o libres, siempre que exista capacidad técnica disponible.</p> <p>Por otro lado, si bien la propuesta técnica realizada se pronuncia respecto de la pertinencia de normalizar la conexión en tap off de la instalación, en los antecedentes no se considera una descripción ni una valorización de la misma, lo que constituye un inconveniente de orden práctico relevante ya que, del análisis realizado por esta Comisión, se observa que dicha normalización de conexión sería compleja de implementar, debiéndose revisar en detalle para efectos de poder concluir respecto de su factibilidad así como del alcance de la misma, lo que resulta necesario para tomar la decisión de su eventual incorporación a un plan de expansión.</p>

E10 – STS - SATT

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
10-01	4.1 Obras de Ampliación. Sistema A. Tabla 4-1 Obras de Ampliación del Sistema A	En Obra N°4 Ampliación en S/E Guardiamarina 110 kV (2BP+BT) se indica como propietario a Engie Energía Chile S.A., en circunstancias que esa subestación es de propiedad de Sociedad Austral de Transmisión Troncal (SATT).	Se solicita cambiar propietario de la Obra N°4 Ampliación en S/E Guardiamarina 110 kV (2BP+BT) a Sociedad Austral de Transmisión Troncal (SATT).	Se acoge la observación. Se modifica el nombre del propietario de la S/E Guardiamarina de acuerdo con lo solicitado.
10-02	4.1.14 Ampliación en S/E Fuentecilla, Numeral 4.1.14.1 "Descripción general y ubicación de la obra".	El proyecto de Ampliación en SE Fuentecilla contempla la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV, cuya configuración corresponde a barra principal con barra de transferencia, para una nueva posición, de manera de permitir la conexión de la línea 1x66 kV Fuentecilla – El Carmen. Sin embargo, dado los últimos antecedentes de Acceso Abierto, existe una SAC con NUP 4612 denominado "Ríos de Segovia (Ex La Quinta de Fuentecilla)" asociado a un proyecto BESS de 50 MW (4 horas), que no cuenta con posiciones disponibles en 66 kV, dado la reserva del paño B3 solicitado por este proyecto para un futuro BT2 según quedo establecido en la Resolución Exenta N° 467 del 10 de diciembre de 2020. Por lo tanto, dado los antecedentes y sinergia constructiva, se solicita	Se propone modificar el párrafo N°1 del punto "4.1.14.1 Descripción general y ubicación de la obra" asociada a la obra "Ampliación en S/E Fuentecilla (BP + BT)" de acuerdo con la siguiente propuesta: "El proyecto consiste en la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación Fuentecilla, cuya configuración corresponde a barra principal con barra de transferencia, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la línea 1x66 kV Fuentecilla – El Carmen y un futuro proyecto en la zona"	Ver respuesta a observación 08-01.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		considerar que la barra 66 kV se extienda con una posición disponible para este nuevo proyecto en la zona.		
10-03	4.1.19 Ampliación en S/E Cañete, Numeral 4.1.19.1 “Descripción general y ubicación de la obra”.	<p>El proyecto de Ampliación en SE Cañete contempla un nuevo transformador T2 66/23 kV 16 MVA, nueva barra 23 kV y la instalación de un nuevo banco de condensadores de 7,5 MVAR en 23 kV, el cual deberá contar con capacidad de regulación tal que permita regular tensión en la barra de 66 kV en los niveles establecidos en la NTSyCS vigente. Sin embargo, se considera pertinente dividir la potencia del banco en dos arreglos de 3,6 MVAR de manera tal que, ambas barras de 23 kV cuenten con capacidad de regulación de tensión ante la indisponibilidad de alguno de los transformadores o barras 23 kV. Esto otorgaría mayor confiabilidad al sistema y mejoraría la calidad de servicio para ambas barras y en consecuencia para los clientes finales.</p> <p>Además, se considera adecuado definir una potencia para los bancos que sea configurable de acuerdo a las capacidades habituales de los capacitores de media disponibles en el mercado.</p>	<p>Se propone modificar el párrafo N°4 del punto “4.1.19.1 Descripción general y ubicación de la obra” asociada a la obra “Ampliación en S/E Cañete (NTR ATMT)” de acuerdo con la siguiente propuesta: “El proyecto contempla la instalación de 2 nuevos bancos de condensadores de 3,6 MVAR en 23 kV, de dos etapas cada uno, conectados a cada barra de 23 kV para otorgar confiabilidad y disponibilidad el 100% del tiempo a lo menos el 50% de los BBCC ante indisponibilidad de alguno de los transformadores o barras 23 kV. El banco de condensadores deberá contar con la capacidad de regulación tal que permita regular tensión en la barra de 66 kV en los niveles establecidos en la NTSyCS vigente.”.</p> <p>Consecuentemente se propone agregar un nuevo quinto párrafo con el siguiente texto: “El proyecto contempla también la habilitación de un nuevo paño de 23 kV para la conexión de uno de los bancos de condensadores en posición disponible para ese efecto en barra 23 kV existente”.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se ajusta la descripción de la obra de acuerdo con lo solicitado, aunque considerando una redacción menos específica, acorde con la etapa de descripción de la obra a efectos de su posterior incorporación al respectivo decreto de expansión. Mayores detalles pueden ser incorporados en la etapa de elaboración de las respectivas bases de licitación, de ser requerido.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Mayores antecedentes en documento "2024-02-16_Observación Ampliación SE Cañete (NTR ATMT).pdf".		
10-04	4.1 Obras de Ampliación. Sistema A. Tabla 4-6 Obras de Ampliación del Sistema F	En Obra N°21 Ampliación en S/E Los Negros (NTR AT/MT) se indica un plazo constructivo de 36 meses. Si bien este plazo parece adecuado para el caso de Ampliaciones en subestaciones con terreno disponible, en este caso deberá gestionarse la compra de terreno adicional. Considerando la situación actual es esperable un escenario en que deba recurrirse al procedimiento de Concesión para adquirir el terreno necesario.	Se propone cambiar el plazo constructivo de la Obra N°21 Ampliación en S/E Los Negros (NTR AT/MT) a 48 meses.	Se acoge la observación. Se ajusta el plazo de ejecución de acuerdo a lo solicitado.
10-05	4.2 Obras Nuevas. Tabla 4-9: Obras Nuevas Sistema E.	En Obra N°7 se especifica las obras Nueva S/E El Carmen y nueva Línea 2x66 kV Fuentecilla-El Carmen. Sin embargo, en numeral 4.2.7.1, página 58, se indica que la línea es de simple circuito. Adicionalmente en numeral 4.1.14 Obra de Ampliación en S/E Fuentecilla se especifica la ampliación de la barra en una sola posición.	Confirmar que la Línea Fuentecilla-El Carmen es de 1x66 kV y consecuentemente modificar texto de Obra N°7 en Tabla 4-9.	Se acoge parcialmente la observación. En el ITF se ajusta la descripción de la obra en cuestión, así como las demás referencias en el informe, quedando como una línea de doble circuito.
10-06	4.2 Obras Nuevas. Tabla 4-9: Obras Nuevas Sistema E. Numeral 4.2.10.2, página 65.	En Obra N°9 Nueva S/E Pinto y nueva Línea 2x66 kV Coihueco-Pinto se indica un plazo constructivo de 36 meses. Dado que el alcance corresponde a la construcción de una nueva línea 2x66 kV de 7 a 10 km aproximadamente, por temas de permisología (DIA,	Se propone cambiar el plazo constructivo de la Obra N°9 Nueva S/E Pinto y nueva Línea 2x66 kV Coihueco-Pinto a 48 meses.	Se acoge la observación. Se ajusta el plazo de ejecución de acuerdo a lo solicitado.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		tramitación servidumbres y permisos sectoriales) se observa un plazo muy acotado.		
10-07	4.2 Obras Nuevas. Tabla 4-9: Obras Nuevas Sistema E. Numeral 4.2.9.2, página 63.	En Obra N°10 Nueva S/E Coihueco y nueva Línea 2x66 kV Monterrico-Coihueco se indica un plazo constructivo de 36 meses. Dado que el alcance corresponde a la construcción de una nueva línea 2x66 kV de 17 a 20 km aproximadamente, por temas de permisología (DIA, tramitación servidumbres y permisos sectoriales) se observa un plazo muy acotado.	Se propone cambiar el plazo constructivo de la Obra N°10 Nueva S/E Coihueco y nueva Línea 2x66 kV Monterrico-Coihueco a 48 meses.	Se acoge la observación. Se ajusta el plazo de ejecución de acuerdo a lo solicitado.
10-08	Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID 174, ID Obra 34-03, SE Llaima - Ampliación nuevo T2 220/66 kV 75 MVA	El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la seguridad y suficiencia en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a las subestaciones Pillanlelbún, Llaima y Lautaro. Específicamente, ante la indisponibilidad de inyección de la Central Comasa y un escenario de verano día a 35°C con sol, para la demanda máxima del subsistema formado por las subestaciones Pillanlelbún, Llaima y Lautaro, se producirían altos niveles de carga en la línea Temuco – Lautaro 1x66 kV, ante esta situación se incumple el criterio de holgura (15%) y el año 2028 el de suficiencia, alcanzando un nivel de carga de un 104%.	A la espera de la modificación normativa que contemplaría la extensión del criterio N-1 a los sistemas zonales, se solicita priorizar este tipo de proyectos, por ejemplo, en función de los bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, mediante umbrales a definidos por la propia CNE. En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STS al Plan de Expansión Anual de la Tx Año 2023.	Ver respuesta a observación 09-04.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>De acuerdo con lo indicado por la CNE para otros proyectos presentados por la misma justificación, “resulta pertinente postergar su estudio y eventual incorporación para futuros procesos de expansión de la transmisión, en particular a la espera de la tramitación de la propuesta modificación normativa contemplada en el Plan Normativo 2024 de esta Comisión, descrita en la Resolución Exenta N° 654, publicada el 29 de diciembre de 2023, específicamente aquella relativa al artículo 5-5 de la NTSyCS y su relación con el proceso de planificación respecto a la evaluación de obras por seguridad en los sistemas de Transmisión Zonal.”</p> <p>Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en la Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023 se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, posterior a la presentación de iniciativas al Plan 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Lo anterior implicaría postergar este tipo de proyectos por 4 planes de expansión (incluyendo el proceso 2023 en curso), con el</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>respectivo riesgo en el abastecimiento de la demanda hacia los clientes finales, lo cual se evidencia a continuación. En concreto, considerando los plazos del proceso de planificación y constructivos típicos, una iniciativa por seguridad entraría en servicio recién el año 2032, lo cual, para la línea Temuco – Lautaro 1x66 kV, implicaría una cargabilidad cercana al 120% al año 2031.</p> <p>Mayores antecedentes en documento “2024-02-16_Observación Ampliación SE Llaima (NTR ATAT).pdf”.</p>		
10-09	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID 176, ID Obra 34-05, Ampliación Subestación El Empalme 220/110 kV 90 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la seguridad y suficiencia en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados al anillo en 110 kV entre las subestaciones Melipulli - Pargua. De acuerdo con lo indicado por la CNE en Id 174, Id-Obra 34-05 de Anexo N°1: “Proyectos no recomendados”: “... Los resultados de los análisis de suficiencia realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 7.4.3 y 7.4.4 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En los anexos de este informe se encuentra la base de</p>	<p>Se solicita incluir en el Plan 2023 el proyecto Ampliación en S/E El Empalme 220/110 kV, presentado por STS por concepto de Suficiencia, incluyéndolo dentro de las obras de ampliación en el Sistema Zonal F, considerando un plazo constructivo de 48 meses.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, lo solicitado en la observación no cumple con los requisitos para incorporar la obra en cuestión al presente plan de expansión. En particular, es relevante indicar que el porcentaje de holgura en este caso representa una cantidad de margen relevante, lo que permite profundizar los análisis de la zona en el próximo proceso de expansión. Lo anterior, pues al tratarse de un transformador AT/AT, existe más de una</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>datos del software Powerfactory con el análisis realizado para esta obra, en los escenarios contenidos en “Estudios eléctricos/Zonal F/El Empalme 220-110”. Sin embargo, de acuerdo con actualización de información por parte de nuestra área especialista en terrenos y servidumbres, para este tipo de obras debe considerarse plazos de 48 meses, dado que requiere la adquisición de terreno adicional. En esta línea, se realiza un nuevo análisis considerando las tasas y la demanda contenida en la BD compartida por la CNE y al realizar las proyecciones de la demanda considerando las subestaciones que están conectadas y que se conectarán al sistema de 110 kV (Reloncaví) se observa que el Transformador T11 de SE Melipulli o en su defecto el Transformador T1 de SE Pargua incumplirían el criterio de holgura en el año 2029. Mayores antecedentes en documento “2024-02-16_Observación Ampliación SE El Empalme (NTR ATAT).pdf”.</p>		<p>alternativa para solucionar la eventual problemática mencionada en la observación, pudiendo incorporarse a los análisis los antecedentes citados, así como otros que puedan surgir en la etapa de actualización de antecedentes o de presentación de propuestas del siguiente proceso.</p>
10-10	Anexo 1. Proyectos no Recomendados. ID 177, ID Obra 34-06, Proyecto SE Móvil	Considerando para cada mantenimiento programado un máximo las 6 horas continuas que indica como máximo la Norma Técnica	A la espera de la modificación normativa que contemplaría la extensión del criterio N-1 a los sistemas zonales, se solicita priorizar este tipo de proyectos, por	Ver respuesta a observación 09-04.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	66/23-13,2 kV 25 MVA Zona Araucanía STS	de Indisponibilidades de Suministro y Compensaciones de Diciembre del 2020, tenemos la siguiente gráfica: Para el periodo de análisis, se tiene un promedio anual de clientes afectados que alcanzan los 47 mil clientes de la zona, con un SAIDI de 24 minutos, para el periodo mostrado en la gráfica anterior.	ejemplo, en función de los bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, mediante umbrales a definidos por la propia CNE. En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STS al Plan de Expansión Anual de la Tx Año 2023.	
10-11	Anexo 1. Proyectos no Recomendados. ID 178, ID Obra 34-07, Proyecto SE Móvil 110/23 kV 25 MVA Zona Chiloé	Considerando para cada mantenimiento programado un máximo las 6 horas continuas que indica como máximo la Norma Técnica de Indisponibilidades de Suministro y Compensaciones de Diciembre del 2020, tenemos la siguiente gráfica: La grafica muestra que, en promedio en los 5 últimos años, se desconectan aproximadamente el 34% de los clientes, considerando que la totalidad para la isla de Chiloé al cierre del año corresponden a 87 mil clientes, viéndose en promedio con un total de 123 minutos al año sin energía. La situación más crítica, se presenta en el año 2024 y 2028 donde la programación para estos años respectivamente, considera la desconexión de la S/E Pid Pid , cuyo impacto representa el 80% de los	A la espera de la modificación normativa que contemplaría la extensión del criterio N-1 a los sistemas zonales, se solicita priorizar este tipo de proyectos, por ejemplo, en función de los bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, mediante umbrales a definidos por la propia CNE. En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STS al Plan de Expansión Anual de la Tx Año 2023.	Ver respuesta a observación 09-04.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		clientes de la zona y con SAIDI alcanzando los 5 horas.		
10-12	Anexo 1. Proyectos no Recomendados. ID 179, ID Obra 34-08, Proyecto Nueva SE Santa Juana y LTx Lota - Santa Juana 1x66 kV.	<p>Proyecto fue presentado bajo el artículo 81º del DS 37-2021, donde se indica que la CNE, "a través de la Planificación de la Transmisión, podrá evaluar soluciones conjuntas, a nivel de transmisión y distribución, que permitan contribuir a la suficiencia y a mejorar la seguridad y calidad de suministro para los clientes finales". Considerando además que, por necesidades de la distribuidora en la zona sobre un punto óptimo de crecimiento y para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Dx dispuesto por la CNE, es necesaria la construcción de un nuevo punto de suministro.</p> <p>En los datos aportados por la Distribuidora Frontel, en Documento "Plan de Expansión Dx – Laja.pdf" entregado como anexo a la presentación de la iniciativa de Tx Zonal, se observa que no es sostenible en el tiempo tener alimentación única desde la SE Laja (Actualmente en ampliación con nivel de tensión 13,2 kV y con necesidad de la Dx en 23 kV). Esto debido a que se presentan</p>	En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se propone a la Comisión que evalúe el proyecto Nueva SE Santa Juana y nueva LTx Lota – Santa Juana 1x66 kV íntegramente por conceptos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio (calidad de suministro) hacia el cliente final, y en consecuencia lo incluya en el presente Plan de Expansión 2023.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Si bien esta Comisión comparte el diagnóstico respecto de la necesidad de ampliar la cobertura de las redes de transmisión en el territorio, y así producir una mejora en la seguridad y calidad de servicio a los clientes finales, tanto las soluciones concretas, como la oportunidad de su incorporación, no se encuentran resueltas en términos generales, de modo que se analizan caso a caso procurando resguardar el debido cumplimiento de la normativa vigente.</p> <p>Por otra parte, y en atención a las modificaciones que sufrió recientemente la Norma Técnica de Calidad de Servicio en los Sistemas de Distribución, así como las modificaciones que se trabajarán respecto del alcance del artículo 5-5 de la NTSyCS, se considera pertinente postergar la incorporación de obras cuyo propósito principal corresponda a</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>problemas de carga, tensión y confiabilidad en las extensas líneas las cuales ya han sido sometidas a intensas inversiones por Distribución. (Cambios de Nivel de Tensión parciales dentro de la red, Instalación de equipos MT/MT 13,2/23 kV, Instalación de Reguladores de Voltajes, redundancia en líneas para mitigar fallas, instalación de centrales de Gx Diesel para acotar tiempos de fallas, entre otras).</p> <p>Por lo que se solicita considerar lo mencionado y se invita a trabajar en conjunto en materia de criterios y metodologías de evaluación de la calidad de servicio, con el fin de contar con una base teórica común con la CNE y así poder seguir aportando en las discusiones asociadas a nuevos criterios y metodologías de planificación de la transmisión zonal considerando insumos de los sistemas de distribución.</p>		<p>mejorar las condiciones de calidad de suministro al cliente final en las zonas de concesión de distribución.</p>
10-13	<p>Anexo 1. Proyectos no Recomendados. ID 180, ID Obra 34-09, Proyecto Nueva SE Barros Arana y LTx Río Toltén - Barros Arana 110 kV.</p>	<p>Proyecto fue presentado bajo el artículo 81º del DS 37-2021, donde se indica que la CNE, "a través de la Planificación de la Transmisión, podrá evaluar soluciones conjuntas, a nivel de transmisión y distribución, que permitan contribuir a la suficiencia y a</p>	<p>En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se propone a la Comisión que evalúe el proyecto Nueva SE Barros Arana y nueva LTx Río Toltén – Barros Arana 1x110 kV íntegramente por conceptos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio</p>	<p>Ver respuesta a observación 10-12.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>mejorar la seguridad y calidad de suministro para los clientes finales". Considerando además que, por necesidades de la distribuidora en la zona sobre un punto óptimo de crecimiento y para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Dx dispuesto por la CNE, es necesaria la construcción de un nuevo punto de suministro. En el presente Plan de Expansión de la Tx, en la iniciativa "Ampliación en S/E Pitrufrquén (NTR ATMT)", da cuenta de la ampliación de 2 Transformadores bajo el criterio de Holgura para transformadores menores a 20 MVA y considerando las eficiencias que se pueden dar al reemplazar ambos bajo una misma obra. Respecto del transformador de 23 kV que abastece a Frontel, si bien no ha llegado a infringir el criterio de holgura, se ve que es muy probable que se le deba hacer un aumento de potencia también en los próximos años. Se debe estudiar si quedarán los espacios luego de la obra de Ampliación propuesta en el presente Plan de Expansión de la Tx. Dado este escenario y considerando que el alimentador en 23 kV que sale de aquí,</p>	<p>(calidad de suministro) hacia el cliente final, y en consecuencia lo incluya en el presente Plan de Expansión 2023.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>va en dirección geográfica hacia donde se propone la SE Barros Arana e incluso el centro de carga está ubicado más hacia la costa (lado Oeste de Barros Arana) se considera que para la Distribuidora es más conveniente un nuevo punto de suministro que la Ampliación que cubra el crecimiento de las redes de Frontel desde SE Pitrufrquén, siendo en este caso una buena medida el poder acoger la propuesta de la iniciativa presentada por STS. En los datos aportados por la Distribuidora, en Documento “Anexo Proyecto Nueva SE Barros Arana” y su archivo complementario “Proyecto Nueva SE Barros Arana – Anexo Dx.pdf” entregados como anexo a la presentación de la iniciativa de Tx Zonal, se observa que no es sostenible en el tiempo tener alimentación única desde la SE Pitrufrquén, la cual está alejada en aprox. 48 km del centro de carga, con redes muy extensas, además de los problemas de confiabilidad y de tensión en el alimentador. Por lo que se solicita considerar lo mencionado y se invita a trabajar en conjunto en materia de criterios y metodologías de evaluación de la calidad de servicio, con el fin de</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>contar con una base teórica común con la CNE y así poder seguir aportando en las discusiones asociadas a nuevos criterios y metodologías de planificación de la transmisión zonal considerando insumos de los sistemas de distribución.</p>		
10-14	<p>Anexo 1. Proyectos no Recomendados. ID 181, ID Obra 34-10, Proyecto Nueva SE Lago Ranco y LTx Chirre - Lago Ranco 110 kV</p>	<p>Proyecto fue presentado bajo el artículo 81º del DS 37-2021, donde se indica que la CNE, "a través de la Planificación de la Transmisión, podrá evaluar soluciones conjuntas, a nivel de transmisión y distribución, que permitan contribuir a la suficiencia y a mejorar la seguridad y calidad de suministro para los clientes finales". Considerando además que, por necesidades de la distribuidora en la zona sobre un punto óptimo de crecimiento y para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Dx dispuesto por la CNE, es necesaria la construcción de un nuevo punto de suministro. Como se presentó en la Ficha e informe descriptivo, la zona urbana de Lago Ranco junto con sus redes rurales en dirección hacia la cordillera, se encuentran en una zona intermedia, que está alejada de puntos de suministros firmes, tanto en su</p>	<p>En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se propone a la Comisión que evalúe el proyecto Nueva SE Lago Ranco y nueva LTx Chirre – Lago Ranco 1x110 kV íntegramente por conceptos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio (calidad de suministro) hacia el cliente final, y en consecuencia lo incluya en el presente Plan de Expansión 2023.</p>	<p>Ver respuesta a observación 10-12.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>condición normal desde la SE Chirre, como en condición de un respaldo (que en todo caso está limitado y complementado con Generación Diesel para la zona urbana) desde SE Pichirropulli dando la vuelta por el lado norte del Lago y bordeando la cordillera. Por otra parte, la SE Chirre está ubicada próxima al poblado de Entre Lagos, por lo que su desarrollo puede quedar orientado en ese sentido. Para mejor entendimiento de lo mencionado, se deja una imagen aclaratoria. Por lo que se solicita considerar lo mencionado y se invita a trabajar en conjunto en materia de criterios y metodologías de evaluación de la calidad de servicio, con el fin de contar con una base teórica común con la CNE y así poder seguir aportando en las discusiones asociadas a nuevos criterios y metodologías de planificación de la transmisión zonal considerando insumos de los sistemas de distribución.</p>		
10-15	<p>Anexo 1. Proyectos no Recomendados. ID 182, ID Obra 34-11, Proyecto nueva Subestación Caipulli 220/66 kV 120 MVA y</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la seguridad y suficiencia en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a los clientes de la ciudad de Osorno. Específicamente, ante la</p>	<p>A la espera de la modificación normativa que contemplaría la extensión del criterio N-1 a los sistemas zonales, se solicita priorizar este tipo de proyectos, por ejemplo, en función de los bloques de demanda y/o cantidad de clientes</p>	<p>Ver respuesta a observación 09-04.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Refuerzo línea Barro Blanco - Río Negro 2x66 kV, Nuevo Tramo Caipulli - Barro Blanco 2x66 kV</p>	<p>indisponibilidad del transformador ubicado en SE Pilauco 220/66kV 120 MVA desde donde son abastecidas las subestaciones Los Tambores, Osorno, Barro Blanco, La Misión, Río Negro y Purranque. Esta subestación posee al año 2022 una demanda máxima de aproximadamente 80 MVA y cuenta con alrededor de 93.873 clientes. Dicha subestación no posee un nivel de seguridad en el abastecimiento de la demanda ante la eventual indisponibilidad debido a que se sobrecargan instalaciones y se incumplen los límites de estado de alerta establecidos en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio. Cabe consignar que este escenario se vuelve más crítico en caso de disminuir la generación de la central Pilmaiquen a su mínimo histórico en hidrología seca (5 MW). De acuerdo con lo indicado por la CNE para otros proyectos presentados por la misma justificación, "resulta pertinente postergar su estudio y eventual incorporación para futuros procesos de expansión de la transmisión, en particular a la espera de la tramitación de la propuesta modificación normativa contemplada en el Plan</p>	<p>afectados, mediante umbrales a definidos por la propia CNE, esto considerando que se proyecta una alta concentración de carga en el mediano y largo plazo en el sector Sur-Oriente de la ciudad de Osorno. En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STS al Plan de Expansión Anual de la Tx Año 2023.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Normativo 2024 de esta Comisión, descrita en la Resolución Exenta N° 654, publicada el 29 de diciembre de 2023, específicamente aquella relativa al artículo 5-5 de la NTSyCS y su relación con el proceso de planificación respecto a la evaluación de obras por seguridad en los sistemas de Transmisión Zonal.” Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en la Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023 se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, posterior a la presentación de iniciativas al Plan 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Lo anterior implicaría postergar este tipo de proyectos por 4 planes de expansión (incluyendo el proceso 2023 en curso), con el respectivo riesgo en el abastecimiento de la demanda hacia los clientes finales. En concreto, considerando los plazos del proceso de planificación y constructivos típicos, una iniciativa por seguridad entraría en servicio recién el año 2032, lo cual, para el transformador Pilauco 220/66kV 120 MVA, implicaría una cargabilidad</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		cercana al 80% al año 2032 y sin contar con seguridad en la zona.		
10-16	Anexo 1. Proyectos no Recomendados. ID 183, ID Obra 34-12, Proyecto Nueva SE Puerto Octay 66/23 kV 16 MVA + Nueva LTx Purranque – Puerto Octay 1x66 kV	Proyecto fue presentado bajo el artículo 81º del DS 37-2021, donde se indica que la CNE, "a través de la Planificación de la Transmisión, podrá evaluar soluciones conjuntas, a nivel de transmisión y distribución, que permitan contribuir a la suficiencia y a mejorar la seguridad y calidad de suministro para los clientes finales". Considerando además que, por necesidades de la distribuidora en la zona sobre un punto óptimo de crecimiento y para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Dx dispuesto por la CNE, es necesaria la construcción de un nuevo punto de suministro. Como se presentó en la Ficha Técnica, la zona urbana de Puerto Octay junto con sus redes rurales, se encuentran en una zona que está alejada de puntos de suministros firmes, tanto en su condición normal desde la SE Puerto Octay, como en condición de respaldo desde SE Aihuapi, en menor medida sólo las redes rurales hacia la cordillera. Por lo que se solicita considerar lo mencionado y se invita a	En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se propone a la Comisión que evalúe el proyecto Nueva SE Puerto Octay y nueva LTx Purranque – Puerto Octay 1x66 kV íntegramente por conceptos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio (calidad de suministro) hacia el cliente final, y en consecuencia lo incluya en el presente Plan de Expansión 2023.	Ver respuesta a observación 10-12.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		trabajar en conjunto en materia de criterios y metodologías de evaluación de la calidad de servicio, con el fin de contar con una base teórica común con la CNE y así poder seguir aportando en las discusiones asociadas a nuevos criterios y metodologías de planificación de la transmisión zonal considerando insumos de los sistemas de distribución.		
10-17	Anexo 1. Proyectos no Recomendados. ID 184, ID Obra 34-13, Proyecto Nueva SE Los Muermos 66/23 kV 16 MVA + Nueva LTx PE Cercano - Los Muermos 1x66 kV	Proyecto fue presentado bajo el artículo 81º del DS 37-2021, donde se indica que la CNE, "a través de la Planificación de la Transmisión, podrá evaluar soluciones conjuntas, a nivel de transmisión y distribución, que permitan contribuir a la suficiencia y a mejorar la seguridad y calidad de suministro para los clientes finales". Considerando además que, por necesidades de la distribuidora en la zona sobre un punto óptimo de crecimiento y para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Dx dispuesto por la CNE, es necesaria la construcción de un nuevo punto de suministro. En los datos aportados por las Distribuidoras Saesa y Crell, se considera un punto óptimo de crecimiento en la zona, por lo cual se	En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se propone a la Comisión que evalúe el proyecto Nueva SE Los Muermos y nueva LTx PE Cercano – Los Muermos 1x66 kV íntegramente por conceptos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio (calidad de suministro) hacia el cliente final, y en consecuencia lo incluya en el presente Plan de Expansión 2023.	Ver respuesta a observación 10-12.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>levantó esta iniciativa de Tx Zonal. A Continuación, se puede observar la extensión territorial de las líneas de Saesa y Crell, que abastecen el sector urbano de Los Muermos y sus alrededores: Además, en el informe PET-2024, el Coordinador propone la obra “Nueva S/E Los Muermos 66/23 kV y Nueva línea 1x66kV Los Muermos – Tineo” con justificación por Calidad de Servicio. En sus Anexos, Apéndice I – Descripción de Obras Propuestas, entrega antecedentes adicionales a los presentados por STS. El Coordinador en su informe indica “Este proyecto aumentará la seguridad y calidad de suministro de la zona, dando solución al crecimiento por demanda y otorgando flexibilidad operacional.”</p> <p>Hace referencia a la larga extensión de las Líneas de Distribución de Crell y Saesa presente en la zona. Incluye datos de factibilidades rechazadas en 2022 y 2023 por Crell, donde las principales causas son por limitaciones en las caídas de tensión y alta cargabilidad. A continuación, se muestran los gráficos del informe del CEN en archivo Apendice-I-Descripcion-de-Obras-Propuestas.pdf, página 296 y 297. Por lo que se solicita</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>considerar lo mencionado y se invita a trabajar en conjunto en materia de criterios y metodologías de evaluación de la calidad de servicio, con el fin de contar con una base teórica común con la CNE y así poder seguir aportando en las discusiones asociadas a nuevos criterios y metodologías de planificación de la transmisión zonal considerando insumos de los sistemas de distribución.</p>		

E11 – Interchile

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
11-01	3.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CARDONES 220 KV (IM)	<p>La descripción general de la obra indica lo siguiente: "El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Cardones, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona. El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto."</p>	<p>Para efectos de obtener una mejor aproximación del costo de la obra y del plazo de ejecución ¿Cuál es el alcance detallado de la obra, es decir, considera equipos GIS, ampliación de barra o interruptores centrales, salas de control, salas de servicios auxiliares dc y ac, canales de cables, malla de puesta a tierra, drenajes , vías de acceso y mantenimiento, etc.? En este sentido, se solicita incluir explícitamente en el párrafo de la descripción del proyecto, si se incluyen o no los equipos antes mencionados o cualquier otro equipo que no esté mencionado y que pueda afectar considerablemente los costos de construcción y ejecución de la obra y el plazo de ejecución de la misma. En consideración de lo anterior, sería conveniente incluir planos o diagramas referenciales del alcance de la obra.</p>	<p>No se acoge la observación. Detalles como los solicitados serán definidos en su oportunidad, en particular con motivo de la elaboración de las respectivas bases de licitación, no siendo parte de esta etapa del proceso de expansión.</p>
11-02	3.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CARDONES 220 KV (IM)	<p>La descripción general de la obra indica lo siguiente: "El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Cardones, cuya configuración</p>	<p>Sería conveniente ampliar el galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Cardones para 4 diagonales en total. De esta forma, se aprovecha en una sola intervención en la subestación, la ejecución de obras para</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Se modifica la descripción de la obra de acuerdo a lo solicitado, dejando espacio para 4 nuevas diagonales,</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona."	todas las diagonales proyectadas en la subestación (4 diagonales) según el DS 115/2011. Esto tiene el beneficio de reducir los costos de construcción y ejecución de la obra, aprovechando las economías de escala, eficiencias y sinergías. Para justificar esto, podemos decir que, además de los proyectos por Acceso Abierto, a nuestra compañía se han acercado más de 5 desarrolladores de proyectos pidiendo posibilidad de conexión, por lo que agradeceríamos considerar que la ampliación se realice de manera completa e incluyendo el equipamiento completo de los interruptores de la instalación. Al ser equipo GIS, y adjudicar por partes, el nivel de intervenciones e indisponibilidad de servicio se incrementa de manera importante y por ende retrasos y daños financieros a los contratistas se mitigan si el nivel de implementación es completo y funcional.	siendo una de estas reservada para futuros proyectos del Plan de Expansión.
11-03	3.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CARDONES 220 KV (IM)	La descripción general de la obra indica lo siguiente: "El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Cardones, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona.	Es imperativo considerar la implementación de una nueva sala eléctrica. Esta sala será destinada para albergar los armarios de control, protección, servicios auxiliares AC y DC, incluyendo baterías de dimensionamiento adecuado y telecomunicaciones específicamente diseñados para las nuevas diagonales correspondientes a la obra de ampliación. La decisión de crear esta sala se	Se acoge parcialmente la observación. En relación a la observación presentada, esta Comisión considera pertinente aclarar que las ampliaciones o construcción de una nueva sala de control, ampliación de instalaciones de servicios auxiliares u otras adecuaciones, se consideran

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto."</p>	<p>fundamenta en la saturación de espacio en las salas eléctricas existentes, las cuales ya no cuentan con capacidad disponible para albergar los elementos críticos necesarios para la expansión planificada. Adicionalmente se debe considerar la construcción de canales de cables, drenajes y obras de acceso (de ser necesario) que permitan mantener el cumplimiento normativo de la instalación actualmente en servicio y la nueva instalación.</p>	<p>dentro del ámbito de la ingeniería conceptual y/o en las respectivas bases de licitación, mas no en la descripción de la obra.</p> <p>No obstante, las actividades mencionadas serán consideradas en la valorización de la obra.</p>
11-04	3.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CARDONES 220 KV (IM)	<p>Interchile con la visión de apoyar el crecimiento armonico en el sistema Eléctrico y dar cumplimiento al regimen de acceso abierto que estable LGSE, propone que dentro del alcance de la obra de ampliación indicada se considere lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> [1] nueva sala de control [2] nueva sala para SSAA. [3] Ampliación del galpon GIS en 4 diagonales. De acuerdo a lo fijado en el decreto 115 [4] Canalización para futuros cables de acuerdo a RIC N°4 [5] Servicios auxiliares (iluminación, 	<p>texto existente: El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Cardones, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona.</p> <p>texto propuesto: El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Cardones, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada, esta Comisión considera pertinente aclarar que las ampliaciones o construcción de una nueva sala de control, ampliación de instalaciones de servicios auxiliares u otras adecuaciones, se consideran dentro del ámbito de la ingeniería conceptual y/o en las respectivas bases de licitación, mas no en la descripción de la obra.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		fuerza) y climatización para Galpón ampliado	proyectos en la zona. Ademas, el proyecto considera la ampliación o construcción de nuevas salas de control y de Servicios Auxiliares..	
11-05	3.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA MAITENCILLO 220 KV (IM)	<p>La descripción general de la obra indica lo siguiente: "El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Maitencillo, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona. El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto."</p>	<p>Para efectos de obtener una mejor aproximación del costo de la obra y del plazo de ejecución ¿Cuál es el alcance detallado de la obra, es decir, considera equipos GIS, ampliación de barra o interruptores centrales, salas de control, salas de servicios auxiliares dc y ac, canales de cables, malla de puesta a tierra, drenajes , vías de acceso y mantenimiento, etc.? En este sentido, se solicita incluir explícitamente en el párrafo de la descripción del proyecto, si se incluyen o no los equipos antes mencionados o cualquier otro equipo que no esté mencionado y que pueda afectar considerablemente los costos de construcción y ejecución de la obra y el plazo de ejecución de la misma. En consideración de lo anterior, sería conveniente incluir planos o diagramas referenciales del alcance de la obra.</p>	<p>No se acoge la observación. Los detalles solicitados serán consignados en su oportunidad, con motivo de la elaboración de las respectivas bases de licitación, no siendo parte de esta etapa del proceso de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
11-06	3.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA MAITENCILLO 220 KV (IM)	La descripción general de la obra indica lo siguiente: "El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Maitencillo, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona."	Sería conveniente ampliar el galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Maitencillo para 4 diagonales en total. De esta forma, se aprovecha en una sola intervención en la subestación, la ejecución de obras para 4 diagonales lo cual tiene el beneficio de reducir los costos de construcción, aprovechando las economías de escala, eficiencias y sinergías. Se menciona que a nuestra compañía se han acercado más de 5 desarrolladores de proyectos pidiendo posibilidad de conexión, por lo que agradeceríamos considerar que la ampliación se realice de manera completa e incluyendo el equipamiento completo de los interruptores de la instalación. Al ser equipo GIS, y adjudicar por partes, el nivel de intervenciones e indisponibilidad de servicio se incrementa de manera importante y por ende retrasos y daños financieros a los contratistas se mitigan si el nivel de implementación es completo.	Se acoge parcialmente la observación. Se modifica la descripción de la obra de acuerdo a lo solicitado, dejando espacio para 4 nuevas diagonales, siendo una de estas reservada para futuros proyectos del plan de expansión.
11-07	3.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA MAITENCILLO 220 KV (IM)	La descripción general de la obra indica lo siguiente: "El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Maitencillo, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de	Es imperativo considerar la implementación de una nueva sala eléctrica. Esta sala será destinada para albergar los armarios de control, protección, servicios auxiliares AC y DC, incluyendo baterías de dimensionamiento adecuado y telecomunicaciones específicamente diseñados para las nuevas diagonales	Se acoge parcialmente la observación. En relación a la observación presentada, esta Comisión considera pertinente aclarar que las ampliaciones o construcción de una nueva sala de control, ampliación de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona. El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto."</p>	<p>correspondientes a la obra de ampliación. La decisión de crear esta sala se fundamenta en la saturación de espacio en las salas eléctricas existentes, las cuales ya no cuentan con capacidad disponible para albergar los elementos críticos necesarios para la expansión planificada. Adicionalmente se debe considera la construcción de canales de cables, drenajes y obras de acceso (de ser necesario) que permitan mantener el cumplimiento normativo de la instalación actualmente en servicio y la nueva instalación.</p>	<p>instalaciones de servicios auxiliares u otras adecuaciones, se consideran dentro del ámbito de la ingeniería conceptual y/o en las respectivas bases de licitación, mas no en la descripción de la obra.</p> <p>No obstante, las actividades mencionadas serán consideradas en la valorización de la obra.</p>
11-08	3.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA MAITENCILLO 220 KV (IM)	<p>Interchile con la visión de apoyar el crecimiento armonico en el sistema Eléctrico y dar cumplimiento al regimen de acceso abierto que estable LGSE, propone que dentro del alcance de la obra de ampliación indicada se considere lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> [1] nueva sala de control [2] nueva sala para SSAA. [3] Ampliación del galpon GIS en 2 diagonales. De acuerdo a lo fijado en el decreto 115 [4] Canalización para futuros cables de acuerdo a RIC N°4 	<p>texto existente: El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Maitencillo, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona.</p> <p>texto propuesto: El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Maitencillo, cuya configuración corresponde a interruptor y</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada, esta Comisión considera pertinente aclarar que las ampliaciones o construcción de una nueva sala de control, ampliación de instalaciones de servicios auxiliares u otras adecuaciones, se consideran dentro del ámbito de la ingeniería conceptual y/o en las respectivas bases de licitación, mas no en la descripción de la obra.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		[5] Servicios auxiliares (iluminación, fuerza) y climatización para Galpón ampliado	<p>medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona.</p> <p>Ademas, el proyecto considera la ampliación o contrucción de nuevas salas de control y de Servicios Auxiliares..</p>	
11-09	3.1.8 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	Cabe mencionar que la evaluación y dimensionamiento del proyecto "Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre" consideró un número de activaciones estimado y en consistencia con su zona de influencia, es decir, el corredor de 500 kV entre SE Parina y SE Lo Aguirre. Así, ampliar el funcionamiento de este sistema de control de flujo a un área mayor comprendida entre Lo Aguirre y Ciruelos implicará, inevitablemente, un mayor uso de la batería al originalmente presupuestado en la obra del Decreto 257/2022, sobre todo en el sistema de almacenamiento conectado en Lo Aguirre. Por lo que se solicita incorporar en el VI Referencial las adecuaciones necesarias en la batería de Lo Aguirre para soportar este mayor uso esperado.	Se propone considerar en el cálculo del VI Referencial las adecuaciones necesarias debido a un mayor uso esperado del sistema de almacenamiento de Lo Aguirre, debido a que el sistema de control de flujo aumento la zona de influencia hasta S/E Ciruelos.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión ha decidido retirar la obra del presente Plan de Expansión, con el objetivo de profundizar su análisis con ocasión del siguiente proceso de expansión. Lo anterior, en atención a las diversas observaciones recibidas respecto de la obra en cuestión, y con el propósito de dar respuestas precisas a las inquietudes planteadas, en particular, aquellas asociadas a la estrategia de operación considerando los tres terminales, los corredores específicos que consideraría, la compatibilidad de operación simultánea y las capacidades de transmisión alcanzables, entre otras. Por su parte, respecto de la obra "Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas -</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Seccionadora Lo Aguirre", es preciso señalar que cualquier eventual modificación en el alcance de dicha obra se realizaría con motivo del Informe Técnico Preliminar del siguiente proceso de expansión de la transmisión, en caso de que los análisis realizados en el contexto de dicho proceso así lo requieran.
11-10	3.1.8 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	<p>La ampliación del sistema de control de flujo hacia la zona comprendida entre Lo Aguirre y Ciruelos es una solución nueva e innovadora que si bien puede traer beneficios al sistema se debe analizar en detalle la factibilidad técnica de su implementación. Más aún, considerando que este proyecto debe acoplarse de forma precisa a otro que aún no se ha adjudicado y mucho menos construido.</p> <p>Considerando lo anterior, sería de mucha utilidad para la revisión y análisis de las empresas, contar con más información de tecnologías y proveedores en los que la CNE basó su solución de ampliación de manera de contar con información técnica detallada y determinar la mejor solución a lo propuesto por la CNE.</p>	Se solicita incorporar un análisis más detallado de la factibilidad técnica de construir esta ampliación, considerando proveedores que puedan ofrecer este tipo de soluciones y las tecnologías estudiadas para proponer este tipo de ampliaciones. Adicionalmente considerar los aspectos de modificaciones en y uso de sistemas de comunicaciones de otros transmisores y adecuaciones necesarias para la correcta operación del sistema de control y automatismo del flujo.	Ver respuesta a observación 11-09.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
11-11	8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	¿Quién gane el proyecto "SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE" será automáticamente adjudicatario de la "AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE", que implica la instalación del nuevo sistema BESS en la subestación Ciruelos? En consecuencia, ¿debería el precio de los trabajos para la ampliación estar incluido en la oferta presentada para el "SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE"?	Por favor, considerar dentro de la descripción de la obra las respuestas a las preguntas planteadas.	Ver respuesta a observación 11-09.
11-12	8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	Por favor ampliar el principio de funcionamiento del control que hará operar los BESS localizados en Lo Aguirre y Ciruelos.	Por favor, considerar dentro de la descripción de la obra las respuestas a las preguntas planteadas.	Ver respuesta a observación 11-09.
11-13	8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO	Por favor detallar como sería el funcionamiento del sistema de control y que señales se requieren obtener de la subestación Lo Aguirre, Ciruelos y	Por favor, considerar dentro de la descripción de la obra las respuestas a las preguntas planteadas.	Ver respuesta a observación 11-09.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	otra requerida en el corredor de 220 kV.		
11-14	8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	Ante la nueva funcionalidad del BESS entre lo Aguirre y Ciruelos, la capacidad definida previamente para Lo Aguirre podría verse afectada?. De darse simultaneidad en los eventos en 500 y 220 kV tendrán que actuar los dos sistemas BESS en simultáneo o se tendrá una jerarquía para esta situación?	Por favor, considerar dentro de la descripción de la obra las respuestas a las preguntas planteadas.	Ver respuesta a observación 11-09.
11-15	10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS	El Informe Técnico Preliminar no se recomienda la ampliación de la Subestación Nueva Pan de Azúcar 220kV y se indica lo siguiente: El proyecto fue presentado para permitir el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional. De acuerdo con los antecedentes presentados, el proyecto no cumple con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, de acuerdo a lo descrito en el punto 7.4.2 del presente informe. En particular y considerando los antecedentes presentados por la empresa proponente, se detectó un espacio reducido en el patio de 220 kV de la	Se solicita reconsiderar la ampliación de la subestación debido a que existe espacio en la subestación para la Obra de Ampliación y proyectos por Acceso Abierto: Actualmente hay 3 solicitudes en Nva Pan de Azúcar: 1) prelación 1: 1944 desistido. 2) prelación 2: 3117 en elaboración de informe. 3) prelación 3: 4594 en elaboración de informe.	No se acoge la observación. De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, existiría espacio para una única diagonal en el nivel de 220 kV de la instalación, de modo que su ejecución a través del proceso de expansión de una obra como la señalada no resulta eficiente en términos de costo, de modo que no será incorporado en el presente proceso de expansión. Por otra parte, es importante indicar que este criterio resulta consistente con lo señalado en la respuesta a las observaciones 11-02 y 11-06, en donde, bajo el mismo argumento de fondo, es decir, la búsqueda de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		S/E Nueva Pan de Azúcar, con opción de poder ampliar un espacio sólo para una diagonal. Adicionalmente, dado que en el presente proceso de expansión no se incorporan otras obras que intervengan esta instalación, esta Comisión ha decidido no incorporar esta obra al presente plan, pudiendo utilizarse el uso del mecanismo de obras urgentes contenido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley para efectos de concretar su eventual materialización.		eficiencia en el desarrollo del sistema, se incorporaron posiciones adicionales a las originalmente consideradas, para efectos de aprovechar las economías de escala y ámbito que de allí se derivan, situación contraria a lo que ocurriría al incorporar una obra como la solicitada, en donde se estaría incorporando una única diagonal a la instalación.
11-16	10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS Evaluacion Economica General _ITP_Obras_No_Recomendadas	Para el proyecto "Aumento Límite Tx 2x500kV Polpaico Nueva Pan de Azúcar - Nueva Maitencillo." promovido por Interchile, se consideró una valorización de USD 29.714.486,2	Por favor revisar el valor, ya que no daría cuenta del total de la infraestructura considerada en la descripción del proyecto.	Se acoge la observación. Se revisa el V.I. utilizado por esta Comisión y se actualiza. Los resultados de las simulaciones se encuentran disponibles en los anexos de este Informe.
11-17	10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS Evaluacion Economica General _ITP_Obras_No_Recomendadas	Para el proyecto "Aumento Límite Tx 2x500kV Polpaico Nueva Pan de Azúcar - Nueva Maitencillo." promovido por Interchile. Se observa que en los escenarios evaluados se tuvo una consideración optimista acerca del ingreso de sistemas de almacenamiento en la zona norte del SEN y, asimismo, se tuvo una consideración optimista acerca del ingreso de parques eólicos en la zona	Por favor, considerar un escenario más realista en cuando a la capacidad instalada en sistemas de almacenamiento en la zona norte del SEN y proyectos eólicos en el sur del SEN. Los escenarios actuales evaluados no estarían dando cuenta de un futuro donde el ingreso de sistemas de almacenamiento no sea tan agresivo como se propone. Esto estaría ocultando eventuales problemas de congestión en la zona norte y centro del SEN.	No se acoge la observación. Dado que la construcción de los escenarios de generación considera la co-optimización del futuro parque de generación como del desarrollo de transmisión, partiendo de la base de las instalaciones de generación y transmisión tanto existente como aquellas declaradas en construcción, no corresponde manipular los

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		sur del SEN, lo cual da como resultados que no se observen congestiones en la zona norte del SEN en sentido norte -> sur.		<p>resultados de la etapa de optimización de inversiones, con el propósito de inducir algún resultado específico.</p> <p>Por otra parte, dado los esfuerzos realizados en procesos de expansión previos, para efectos de ampliar la capacidad de transmisión entre la zona centro y norte del país, es natural que las evaluaciones de nuevas expansiones con el mismo propósito resulten cada vez menos beneficiosas para el sistema, bajo el entendido que ya se incorporaron previamente aquellas soluciones que resultaron más eficientes.</p> <p>Por último, es importante destacar el hecho de que el despliegue de almacenamiento a través de desarrollos privados ha aumentado en forma significativa en el último tiempo, alcanzando un volumen cercano a 1 GW de potencia instalada, lo que va en línea con los resultados del modelo de optimización.</p>

E12 – Reliable Nueva Energía

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
12-01	Anexo 1 - Proyectos no Recomendados ITP2023, ID 211, ID Obra 40-01	<p>Reliable Nueva Energía parte del registro de participación ciudadana para Proceso de plan de expansión 2023 y en representación de IE Renovables S.A., RUT: 76090575-5 viene a observar que la obra en versión preliminar del plan 2023 fue calificada como obra que no es recomendada para este proceso de expansión, esta decisión implica que la posición en S/E Solís, asignada para el proceso anual de planificación de la Transmisión no se estaría utilizado, dejando una instalación con una barra ampliada con espacio disponible sin utilizar. El ultimo reporte de auditoria del CEN indica que la S/E Solís, se encuentra actualmente en construcción y próxima a entrar en PES.</p>	<p>Finalmente se solicita confirmar que la posición disponible en barra de 154kV en la S/E Solís asignada inicialmente para el proceso de planificación de la transmisión no será utilizada por parte de la planificación y podrá ser utilizado por proyectos de la zona logrando asignar el uso eficiente a infraestructura de transmisión en servicio. Para lo anterior indicar concretamente cuando se publicara resolución que informe situación anterior.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Ver respuesta a observación 04-01.</p>
12-02	ID – Obra 41-01 y 41-02 incorporadas bajo el ID 212 y 214, respectivamente en Anexo 1 de Obras No Recomendadas dentro del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2023	<p>Reliable Nueva Energía parte del registro de participación ciudadana para Proceso de plan de expansión 2023, en representación de Albatross Renewables SPA, y en relación con los motivos para no recomendar la obra para el presente Plan de Expansión 2023, se observa lo siguiente:</p> <p>Es necesario destacar que la obra fue presentada como un proyecto que mejora el abastecimiento y confiabilidad para el suministro e inyección de Generación actualmente en servicio y proyectada. Por lo tanto, la obra permite también mejorar las condiciones sistémicas de la zona, tal como fue justificado con los antecedentes presentados en la propuesta, condiciones que fueron respaldadas con el Estudio de Flujo de Potencia y el Estudio Económico para la obra.</p> <p>Respecto de la complejidad de la solución, es</p>	<p>Si a pesar de los argumentos técnicos entregados y las dificultades de desarrollos mediante art 102° para algunas obras diferentes a las ampliaciones de barra, no se considera ninguna de estas obras dentro del Informe Técnico Final del Plan de Expansión del año 2023. Venimos a pedir que alternativamente se evalúe de forma independiente la normalización y ampliación de la Subestación Bollenar 110kV. En primera instancia, normalizar la S/E Bollenar, cuyas instalaciones hoy están lejos de cumplir las condiciones actuales de la NTSyC por su antigüedad, y junto con esa normalización, aprovechar de generar nuevas posiciones ampliando la barra para permitir al menos dos nuevas posiciones que permitan la</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los análisis de expansión realizados bajo la metodología descrita en los respectivos informes técnicos, la que se basa en lo señalado en el Artículo 87° de la LGSE, así como en lo indicado en el Reglamento, consideran los estudios de suficiencia y seguridad que se han desarrollado para todas las instalaciones establecidas en la normativa como parte del proceso de expansión. En particular, se analizaron los</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>necesario destacar que esta no es mayor que otras obras anteriormente implementadas con el fin de aumentar la confiabilidad de una zona en particular, y que han sido incluidas en planes de expansión previos. Tener como referencia obra NUP 1108 "Ampliación Subestación Alto Melipilla" y NUP 887 "Ampliación Subestación San Antonio".</p> <p>Otro antecedente relevante es que el proceso de planificación de transmisión anual correspondiente al año 2023, se inició con la "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023", elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional y que incorporó la obra "(12) Ampliación de S/E Bollenar 110/13,8kV, plazo constructivos 24 meses", la cual genera beneficios de confiabilidad dado el potencial de generación en la zona, para que sea considerado en las necesidades de refuerzos de la red zonal en la zona.</p> <p>Complementando lo anterior, a continuación se desarrolla una serie de argumentos que dan cumplimiento de cada uno de los criterios establecidos para la etapa de análisis de necesidades de "Acceso Abierto", que forma parte del Plan de Expansión de Transmisión:</p> <p>Plazos requeridos: En general una obra de ampliación y normalización de estas características implica previo a su puesta en servicio considerar que:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El proceso de planificación de expansión tiene una duración de 12 meses. 	<p>conexión de nuevos proyectos de generación y/o almacenamiento, además de una posición que permita incorporar un nuevo equipo de transformación en base a la solicitud del CEN, ya mencionada anteriormente, en su PET 2023. Es importante recalcar que frente a la dificultades de materializar estas obras con el propietario vía Art. 102 producto de su condición operacional y de beneficio colectivo para la seguridad de la zona solicitamos que el Plan de expansión es el mecanismo idóneo bajo la regulación actual para que se ejecuten estas obras.</p> <p>Lo anterior es aún más necesario en cuanto permite la instalación de nuevos proyectos de generación y/o almacenamiento que según lo ya señalado, han mostrado, a la fecha, interés en potenciar el desarrollo la zona.</p> <p>En consideración a lo anterior, y para otorgar una mayor seguridad a esta posibilidad, es que proponemos que en subsidio se pueda otorgar la obra de forma condicionada a la obtención de una Resolución de Calificación Ambiental (RCA), u otra autorización administrativa de autoridad, por parte de algún proyecto que cumpla con las características que le dan sentido a la materialización de la obra.</p>	<p>eventuales requerimientos de expansión en transformadores ATMT de las distintas instalaciones del sistema de transmisión zonal, con lo que se entienden atendidos los eventuales requerimientos de expansión en este tipo de instalaciones.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2. El Decreto y llamado a licitación con una duración máxima para adjudicación de 12 meses.</p> <p>3. Existe una duración estimada de construcción de aproximadamente 24-36 meses para su puesta en servicio.</p> <p>En total los plazos involucrados son del orden de 4 a 5 años y para efectos de iniciar una solicitud de acceso abierto solo se puede considerar posterior a su adjudicación, es decir, 2 años con una vigencia para ser declarado en construcción dentro de 24 meses posterior a la obtención del permiso SAC. Por lo tanto se cumple con este criterio en esta etapa de análisis.</p> <p>Potencial de generación: El criterio para el plan de expansión establece que: "Corresponde al análisis del potencial de generación en la zona ubicada en torno al punto en donde se levanta el requerimiento, con la finalidad de estimar la cantidad de potenciales interesados en buscar conexión al Sistema en el posible nuevo punto".</p> <p>En este sentido en cuanto a las solicitudes en el portal de Acceso Abierto solo existe una solicitud, en estado rechazada para el proyecto PFV Abedules, de propiedad de Inversiones y Desarrollo Energéticos Free Power SpA, que corresponde a un proyecto solar fotovoltaico con una capacidad de 81 MW, donde se invita al proyecto a gestionar obras necesarias por parte del Plan de Expansión o artículo 102°, debido a que no existe posiciones en barra extendida de 110kV. Complementando lo anterior,</p>	<p>Expuesto lo anterior, de ser acogida la propuesta de normalización y ampliación de la S/E Bollenar en el Plan de Expansión Preliminar 2023, se generaría una oportunidad de desarrollo y conexión al sistema de un proyecto de generación y/o almacenamiento de al menos 40-45 MW, y/o también un eventual desarrollo de Sistema de Almacenamiento Stand Alone conectado a la S/E Bollenar, que permitirá indirectamente al Coordinador Eléctrico Nacional, poder hacer gestión de la energía inyectada por los PMGDs</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>se suma un nuevo proyecto de generación como antecedente a considerar para la obra solicitada, el que corresponde a:</p> <p>Nombre: Planta Solar Fotovoltaica Canastero Tecnología: Generación Solar Fotovoltaica y Sistema de Almacenamiento de Energía Capacidad: 90 MW nominales Almacenamiento: Potencia de 90MW / Energía: 90MWh por 5 horas.</p> <p>Este proyecto fue ingresado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) el 18 de diciembre del año 2023, con resolución de admisibilidad el día 21 del mismo mes. Es un proyecto de generación solar y almacenamiento, ubicado entre las comunas de Melipilla y María Pinto, a 4 kilómetros de la S/E Bollenar. Actualmente cuenta con su primer Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones (ICSARA) a la DIA, el que deberá ser respondido el 18 de marzo del presente año 2024, salvo extensión de plazo. (link SEIA: https://seia.sea.gob.cl/expediente/expedientesEvaluacion.php?modo=ficha&id_expediente=2160805591)</p> <p>Además, el proyecto cuenta con un contrato de arrendamiento a 35 años desde su firma que tuvo lugar el 22 de noviembre del año 2022, el que se adjunta en Anexo 2.</p> <p>Finalmente, frente al hecho de no existir conexiones en 110kV, algunos desarrollos han avanzado utilizando las capacidades de los sistemas de</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>distribución. El informe de Verificación de Congestionamientos de PMGD del mes de noviembre de 2023 del CEN establece que el único transformador T1 de la subestación de 30MVA se encuentra sobrepasado levemente en horario de día, para lo cual el CEN solicita incluir “Ampliación de S/E Bollenar 110/13,8kV, plazo constructivos 24 meses”. Esto da cuenta de que la oferta de Generación en la zona, al estar limitada en distribución por parte del transformador T1 y en la barra de 110kV a la inexistencia de una posición es que se ve necesario habilitar posiciones.</p> <p>Eficiencia constructiva: El alcance de la obra efectivamente considera la Normalización y Ampliación, en el entendido que se trata de una obra que también busca conjugar posibles economías de ámbito o de escala en relación con la ejecución de otras posibles obras en la zona que pueda tener en consideración la CNE a solicitud del CEN en su PET 2023 “Ampliación de S/E Bollenar 110/13,8kV, plazo constructivos 24 meses”, sin duda que al combinar las soluciones aumenta la eficiencia en términos de costos y beneficios para el sistema.</p> <p>Complementando frente a la observación, en cuanto el informe preliminar la califica como una obra de ejecución compleja, se puede comentar que la solución no se observa más compleja que otras implementadas en el sistema como lo han sido las obras en construcción y servicio de los NUP 1108</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>“Ampliación Subestación Alto Melipilla” y NUP 887 “Ampliación Subestación San Antonio”.</p> <p>Finalmente frente a una solución del tipo artículo 102°, es necesario señalar que el propietario de estas obras de transmisión que requieren ser normalizadas pierden interés de inversiones por obras urgentes frente a inversiones que no son garantizadas mediante el AVI+COMA de transmisión zonal. Identificar a los usuarios para suscribir acuerdos de peajes es sumamente complejo por lo que una obra urgente vía artículo 102°, sin garantías desde el inicio es rechazado por ellas, señalando que la empresa propietaria (CGE) no está disponible para promover este tipo de obras, por lo que no hay forma en que esa sea la vía mediante la cual esta obra se materialice para un proyecto privado bajo beneficios compartidos por el sistema.</p> <p>Variables ambientales y territoriales: Considerando que la obra que se propone responde a una ampliación dentro del espacio existente en la Subestación Bollenar, no se identifican posibles efectos adicionales sobre el medioambiente, el territorio y las comunidades.</p> <p>Por parte de desarrollos de generación en la zona reiteramos que el proyecto ya mencionado “Planta Solar Fotovoltaica Canastero” fue ingresado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) el 18 de diciembre del año 2023, con resolución de admisibilidad el día 21 del mismo mes. Como se mencionó anteriormente, este ya cuenta con su</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		primer ICSARA, por lo que estamos en proceso de elaboración de Adenda.		
12-03	Obras presentadas en PET 2023 por parte del CEN, Obras por congestión de PMGD	La propuesta PET 2023 del Coordinador Eléctrico Nacional incluye 32 proyectos en subestaciones para liberar congestiones producidas por inyección de PMGD, sin embargo en el Informe Técnico Preliminar observado no ha sido incluido en el análisis, ni en el Anexo 1, de proyectos no Recomendados.	Incluir las 32 obras requeridas en las subestaciones de transmisión zonal, para liberar congestiones producidas por inyección de PMGD, según lo dispone la regulación en el DS88/2020, Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala. En caso de no acoger esta propuesta, se solicita indicar el motivo para no incluir estas obras como recomendadas.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los análisis de expansión realizados bajo la metodología descrita en los respectivos informes técnicos, la que se basa en lo señalado en el Artículo 87° de la LGSE, así como en lo indicado en el Reglamento, consideran los estudios de suficiencia y seguridad que se han desarrollado para todas las instalaciones establecidas en la normativa como parte del proceso de expansión. En particular, se analizaron los eventuales requerimientos de expansión en transformadores ATMT de las distintas instalaciones del sistema zonal, con lo que se entienden atendidos los eventuales requerimientos respecto de expansiones en este tipo de instalaciones.</p>

E13 – Celeo

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
13-01	7.4.7	<p>En el ITP, el análisis de resiliencia identifica dos niveles de impacto: locales (para los STZ) o sistémicos (para el STN). Luego, la sección 7.4.7.1 señala que, respecto a los impactos locales, se consideró información relativa a maremotos e incendios. En cambio, la sección 7.4.7.2, respecto a impactos sistémicos, analizó únicamente shocks de precios e hidrologías extremas.</p> <p>Esta distinción de eventos de poca probabilidad y alto impacto entre locales y sistémicos, para distintos sistemas de transmisión, impide realizar un análisis de resiliencia de las instalaciones del STN ante eventos de incendios forestales, que son un riesgo relevante para este tipo de instalaciones, y que tiene efectos sistémicos.</p>	7.4.7 Incorporar a la etapa de análisis de resiliencia un análisis del impacto de eventuales incendios en las instalaciones del STN.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión se encuentra en proceso de revisión de una metodología para abordar de manera integral el atributo de resiliencia en los análisis que se realizan en el contexto del Plan de Expansión de la Transmisión.</p> <p>Dado lo anterior, y de modo de abordar los eventuales requerimientos relacionados con el atributo señalado en las instalaciones de transmisión nacional o zonal, así como aquellos que puedan surgir a partir de los demás análisis que se realizan en el contexto del proceso de expansión de la transmisión, esta Comisión ha incorporado consideraciones asociadas al atributo señalado en base a la evidencia de manera puntual y no exhaustiva.</p> <p>En tal sentido, dado lo general de la propuesta recibida, no es posible su incorporación en</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				el presente proceso de expansión de la transmisión.
13-02	7.4.7 7.4.7.1.2 Incendio	<p>Sugerimos reforzar el análisis de la resiliencia en la planificación de la transmisión y los incendios forestales en el siguiente sentido:</p> <p>1. Análisis de la resiliencia:</p> <p>El análisis de la resiliencia dentro del ejercicio de planificación de la transmisión debe ser reforzado en cuanto al análisis de los efectos que causan los incendios forestales sobre el sistema eléctrico.</p> <p>2. Evaluación económica:</p> <p>Por otra parte, el aumento de la resiliencia es un objetivo, y su evaluación económica debe centrarse en la comparación de proyectos que aumenten la resiliencia, y elegir aquel que aumente la resiliencia al menor costo, no en la de elegir si aumentar o no la resiliencia.</p>	<p>Desarrollar los análisis necesarios que al menos considere el análisis de trazados alternativos que disminuya los efectos de los incendios sobre la resiliencia de los sistemas</p> <p>Diseño de sistemas de transmisión eléctrica resilientes al riesgo de incendios:</p> <p>I. Diversificación territorial de trazados:</p> <p>1. Planificación de rutas alternativas: Identificar diferentes trazados que rodeen o eviten áreas de alto riesgo.</p> <p>2. Análisis de vulnerabilidad: Evaluar el riesgo de incendio y otros peligros naturales en cada ruta.</p> <p>3. Interconexión y flexibilidad operativa: Maximizar la interconexión y la capacidad de redirigir el flujo de electricidad.</p> <p>4. Uso de tecnología avanzada: Implementar sistemas de control inteligente y automatización de la red.</p> <p>5. Simulaciones y modelos: Evaluar el impacto de diferentes escenarios de interrupción y planificar estrategias de respuesta.</p> <p>6. Estrategias de mitigación en áreas de alto riesgo: Crear cortafuegos, manejar la vegetación e instalar sistemas de detección y</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Si bien esta Comisión agradece el esfuerzo por ayudar con el propósito de mejorar la profundidad de los análisis realizados en el contexto del proceso de expansión de la transmisión, la incorporación de lo solicitado excede el ámbito de la etapa de observaciones a un ITP. Sin perjuicio de lo anterior, lo planteado será considerado por esta Comisión en el desarrollo de nuevas metodologías para futuros proceso de expansión, considerando la debida discusión y publicidad que estas deben observar, así como su idoneidad con las políticas públicas que correspondan.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>extinción.</p> <p>7. Consultas públicas y con expertos: Involucrar a las comunidades locales, expertos y autoridades en la planificación de las rutas.</p> <p>II. Mitigación en rutas existentes:</p> <p>1. Zonificación y análisis de riesgos: Estudio detallado de la zona por donde pasa la línea, identificando áreas de alto riesgo de incendio y analizando el historial de incendios en la región.</p> <p>2. Diseño y ubicación de torres: Minimizar el contacto con vegetación de alto riesgo. Aumentar la altura de las torres o el aislamiento en áreas de alto riesgo.</p> <p>3. Mantenimiento de franjas de seguridad: Crear y mantener franjas libres de vegetación debajo y alrededor de las líneas.</p> <p>4. Material resistente al fuego: Utilizar materiales resistentes al fuego en la construcción de torres y líneas.</p> <p>5. Sistemas de detección temprana: Implementar sistemas de detección de incendios y monitoreo en tiempo real.</p> <p>6. Planes de contingencia y respuesta rápida: Desarrollar planes de contingencia y equipos de respuesta rápida.</p> <p>7. Colaboración con autoridades locales: Trabajar en conjunto con los servicios de</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>bomberos y protección civil.</p> <p>8. Capacitación y concientización: Capacitar al personal sobre prácticas de prevención de incendios y respuesta ante emergencias.</p> <p>III. Beneficios de la integración de estrategias:</p> <p>1. Mayor resiliencia de la red eléctrica: Mayor estabilidad en el suministro de electricidad, protección de la infraestructura eléctrica, las comunidades y el medio ambiente, y mayor seguridad y confianza en el sistema eléctrico.</p> <p>2. Análisis económico: La comparación económica de las soluciones de transmisión para fortalecer la resiliencia a incendios forestales debe realizarse entre alternativas de aumento de resiliencia, no contra el sistema sin el proyecto.</p> <p>IV. Preocupación mundial por los efectos de los incendios forestales en los sistemas eléctricos:</p> <p>La preocupación por los efectos de los incendios forestales en los sistemas eléctricos es patente a nivel mundial. Esta preocupación no solo se debe a las coyunturas recientes de incendios forestales en Chile, sino que data de tiempo atrás. La revista IEEE Power&Energy de enero/febrero 2022 abordó temas relacionados con los incendios</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>en distintos sistemas eléctricos del mundo, incluyendo un artículo sobre Chile.</p> <p>Enlaces: Revista IEEE Power&Energy: https://www.nxtbook.com/nxtbooks/pes/powerenergy_sp_0102_2022/index.php?startid=62#/p/Cover1 Artículo sobre Chile: https://www.nxtbook.com/nxtbooks/pes/powerenergy_sp_0102_2022/index.php?startid=62#/p/46</p>	
13-03	8.3	<p>Sin perjuicio de que las secciones 7.4.7 y 13.2.3 del ITP identifican los incendios forestales como eventos a incluir en el análisis de resiliencia, la sección 8.3. solo hace referencia a 2 eventos: (i) shocks de precios; y (ii) hidrología extrema, lo que deja sin analizar los incendios desde el punto de vista de la resiliencia en los Sistemas de Tx.</p> <p>Tomando en cuenta los incendios forestales recientes y su impacto, tanto en la población como en la infraestructura de transmisión, no parece razonable dejar afuera los incendios forestales de la etapa de análisis de resiliencia.</p>	<p>8.3 Incluir los incendios forestales dentro de las contingencias a analizar en la etapa de Análisis de Resiliencia.</p> <p>Corregir referencia al Reglamento (art. 92 en vez de 96).</p>	<p>Ver respuesta a la observación 13-02.</p> <p>Adicionalmente, y en el contexto de la respuesta señalada, se solicita especificar las posibles instalaciones eventualmente susceptibles de verse afectadas por los eventos de incendio, así como el eventual impacto en la operación del sistema, de modo de poder determinar el nivel de riesgo que se enfrenta.</p> <p>Por otro lado, es importante señalar que la incorporación de obras de transmisión no es la única respuesta ante la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>ocurrencia de incendios forestales, fenómeno en el cual existen responsabilidades alojadas en distintas instituciones y empresas, de modo que cada situación debe ser analizada en su mérito y con los mejores antecedentes disponibles. Finalmente, es relevante indicar que, si bien la eventual incorporación de una instalación de transmisión se realiza con una ubicación relativamente específica, cuando se trata de líneas resulta complejo restringir, desde la instancia de planificación, el trazado que efectivamente seguirá la infraestructura, así como controlar la evolución de los terrenos que rodean la franja de servidumbre de la misma, de modo que se debe avanzar en entregar una mayor precisión y profundidad en la propuesta realizada para poder llevarla a la práctica.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
13-04	Anexo 1: Proyectos no recomendados. ID 7: "Nueva S/E Galvarino"	<p>En la planificación de la transmisión correspondiente al año 2022, la Comisión consideró en su ITF la SE Patagual, que seccionaba la línea Sta. María – Charrúa. En esa oportunidad, la CNE señaló que el tendido del segundo circuito entre Charrúa – Hualqui – Lagunillas, si bien aumenta la seguridad de la zona, no aporta a la resiliencia, en la medida que no entrega un trazado alternativo (cfr. Minuta CNE Discrepancia 39-2023).</p> <p>Asimismo, señaló que dicha obra permitía "entregar el atributo de resiliencia en el abastecimiento de la demanda del Gran Concepción mediante un nuevo camino eléctrico para ello, evitando la pérdida de suministro o vulnerabilidad frente a situaciones de contingencias críticas, tales como atentados o incendios forestales" (cfr. presentación CNE Discrepancia 39-2023, p. 20).</p> <p>Por su parte, en su propuesta de expansión para el 2023, el Coordinador identificó que "los cuatro circuitos que abastecen el gran Concepción comparten la misma franja por alrededor de 15 kms pasando por zonas con probabilidad de incendio" (Propuesta CEN. Apéndice I – Análisis de Obras Propuestas", p. 27).</p> <p>Adicionalmente, como se advierte a partir de la información de densidad de incendios publicada por el SENAPRED, las líneas que conectan a Charrúa con el Gran Concepción están en una zona de alta</p>	Incorporar en el ITF la obra "Nueva S/E Galvarino", con las especificaciones incluidas en la propuesta del Coordinador.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Ver respuesta a la observación 06-02.</p> <p>Por otra parte, en relación al aporte de la S/E Tomeco para efectos de permitir la conexión de proyectos de generación, esta Comisión observa que existe interés por la conexión de proyectos en la zona en donde se emplazaría la futura S/E Tomeco, así como también en las cercanías de donde se emplazaría la instalación solicitada, de modo que ambas obras serían complementarias considerando la promoción del acceso abierto y la generación de condiciones de competencia, siendo más eficiente desde un punto de vista de costos la solución propuesta en este proceso de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>densidad de eventos.</p> <p>Por lo anterior, parece poco aconsejable no realizar un análisis de resiliencia para el abastecimiento del Gran Concepción que no considere el impacto de eventuales incendios forestales, especialmente considerando que la nueva obra que se recomienda (2° circuito Charrúa – Lagunillas), utiliza el mismo corredor que el resto de los circuitos que abastecen Concepción.</p> <p>En razón de lo anterior, se solicita incorporar en el ITF la nueva SE Galvarino por motivos de resiliencia.</p> <p>Adicionalmente, la incorporación de la SE Galvarino permite evacuar el potencial de generación de la zona de Arauco, el que, por su distancia, no resulta eficiente que se conecte a través de la SE Tomeco.</p>		
13-05	Anexo 1: Proyectos no recomendados. ID 204: “Nueva Línea Loica – Alto Melipilla 1x220 kv	<p>La planilla de “Evaluacion Economica General _ITP_Obras_No_Recomendadas.xls” en las hojas “Resumen” y “Cuadros_Casos”, tienen mal las referencias a los casos evaluados y por consecuencia son incorrectos los valores de dichas planillas.</p> <p>Por otra parte, parece poco factibles que los costos de operación con y sin los proyectos Sean tan similares, al menos en el caso del proyecto “Nueva Línea Loica - Alto Melipilla 1x220kV v2” De la modelación se desprende que desde enero de 2029 la capacidad de transporte entre Loica y Alto Melipilla queda establecida en 594 MW, esto es</p>	<p>Corregir las referencias de la descripción de los proyectos y revisar las modelaciones de las simulaciones realizadas.</p> <p>Corregir modelación de la capacidad de transporte del tramo auxiliar “Loica 220->Loica Aux 220 I Ampliación” en su capacidad N-1 de 594 MW a 684 MW.</p> <p>Realizar la simulación nuevamente con la capacidad de transporte corregida y consecuentemente realizar nuevamente la</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se ajustan las referencias en la planilla de evaluación económica. Sin embargo, no se modifican los valores definidos para las limitaciones de transmisión con criterio N-1, en particular, dado que lo solicitado corresponde a la mera asuma algebraica de las capacidades</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>inconsistente con el aumento de 300 MW en la capacidad de transporte que significa la incorporación de la nueva línea. Siguiendo la lógica que se observa en la modelación, esta debe quedar definida en 684MW, lo anterior corresponde a la suma de la capacidad de transporte de los cuatro circuitos reducida en la capacidad del circuito de mayor capacidad, en este caso 300 MW, en efecto:</p> <p>1) Loica Aux 220->Tap Alto Melipilla 220 I: 290 MW 2) Loica Aux 220->Tap Alto Melipilla 220 II: 197 MW 3) Loica Aux 220->Tap Alto Melipilla 220 III: 197 MW 4) Loica Aux 220->Tap Alto Melipilla 220 IV: 300 MW</p> <p>Lo anterior se traduce en que el tramo Loica 220->Loica Aux 220 I Ampliación en su capacidad N-1 suba de 594 MW de la modelación actual a los 684 MW.</p>	<p>evaluación del proyecto "Nueva Línea Loica - Alto Melipilla 1x220kV v2.</p>	<p>de los tramos, y no incorpora un análisis mínimo respecto de la forma en que los flujos de potencia se distribuyen por los distintos tramos.</p>
13-06	<p>Anexo 1: Proyectos no recomendados. Criterio N-1 en Transmisión Zonal</p>	<p>A partir de la observación realizada sobre la moderación del proyecto "Nueva Línea Loica - Alto Melipilla 1x220kV v2", se plantea una observación con respecto al procedimiento de evaluación.</p> <p>En el informe se señala lo siguiente (página 113):</p> <p>"Aunque hasta la fecha no exista una exigencia normativa para mantener un nivel de seguridad consistente con el criterio N-1 en los sistemas de transmisión zonal, la Comisión ha utilizado las atribuciones que le otorga el reglamento de planificación en aquellas situaciones en las que se ha</p>	<p>1) Eliminar la consideración de la operación N-1 en la evaluación económica de las instalaciones en los sistemas de transmisión zonal.</p> <p>Alternativamente, incorporar un valor económico correspondiente a la operación N-1 de las instalaciones zonales en la evaluación económica de los proyectos zonales que se ven restringidos en su capacidad de transporte.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Lo planteado en la observación parte de un supuesto errado, de modo que la lógica que le sigue lleva a una conclusión incorrecta. El párrafo del informe técnico que es citado en la observación hace alusión a aquellas obras que sufren modificaciones en su diseño a lo largo de las etapas de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>considerado pertinente realizar modificaciones en obras que provienen de etapas previas de análisis (especialmente aquellas que surgen del análisis de suficiencia y eficiencia operativa), con el propósito de mejorar la seguridad del servicio enfrentado por los clientes finales en los distintos sistemas de transmisión zonal."</p> <p>Sin embargo, no se especifica la manera en que se asigna valor al aumento de seguridad derivado de la incorporación de estas instalaciones. Es decir, se limita su contribución al aumento de la capacidad de transferencia, reduciendo así los beneficios económicos que conlleva la incorporación de esta obra al sistema.</p> <p>Esta omisión genera dudas sobre la corrección del análisis, ya que aparentemente no se valora el incremento en la confiabilidad del sistema debido a la incorporación de estas obras, que están limitadas en su capacidad de transporte.</p> <p>Una alternativa a considerar es evaluar el aporte de esta obra a la operación económica del sistema sin la restricción de transmisión, para luego comparar estos beneficios con los que resultan de operar la línea con capacidad de transporte limitada. La diferencia corresponderá al costo de operar el tramo según el criterio N-1.</p> <p>¿Qué hacer con esta diferencia? Se pueden</p>		<p>evaluación, en donde esta Comisión realiza un aumento en términos de holguras o redundancias en el diseño mínimo originalmente definido, para efectos de entregar mayores atributos al sistema en forma eficiente. Un ejemplo típico de lo anterior es la incorporación de líneas de doble circuito en lugar de circuito simple, aprovechando las economías de escala que esta situación representa, a pesar de que, en estricto rigor, no se requiere bajo el marco normativo actual, pero sí resulta eficiente hacerlo al incorporar una mirada de largo plazo, considerando la incertidumbre asociada al costo y factibilidad de la incorporación de nuevas instalaciones de transmisión a futuro (más allá del horizonte de planificación).</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>considerar las siguientes opciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Puede ser considerado como el valor de la seguridad que incorpora la instalación operando con criterio N-1. 2. Puede ser utilizado como elemento diferenciador entre distintos proyectos que aportan seguridad y eficiencia al sistema. 3. La operación del sistema bajo contingencia con y sin la instalación con N-1 es el valor que aporta la instalación en escenarios bajo contingencias. Evaluar los aportes en contingencias y darle un valor económico que se incorpore a la evaluación económica como un beneficio. 		
13-07	Anexo 1: Proyectos no recomendados. ID 59: "Ampliación de Barras S/E Dichato 220 kV"	<p>Tres empresas distintas (RWE, FRV y Atlas) propusieron la ampliación de barras en la S/E Dichato, lo que da cuenta de un alto interés de conectar proyectos en dicha estación.</p> <p>Asimismo, como empresa propietaria de dicha S/E (Celeo es relacionada de Mataquito Transmisora de Energía S.A.), podemos dar fe del interés de distintos desarrolladores que nos han contactado buscando conectarse en dicha subestación.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, el ITP no recomienda la obra, justificando tal decisión en que la subestación no ha iniciado su construcción.</p> <p>Es importante señalar que los promotores buscan conectar sus proyectos el año 2027 o 2028.</p>	Incluir en el ITF el proyecto "Ampliación de Barras S/E Dichato 220 kV".	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien esta Comisión no desconoce los argumentos planteados en la observación respecto del interés por desarrollar esta instalación, se decide postergar la incorporación de obras que contemplen instalaciones que se encuentran en etapas de desarrollo temprana, a fin de evitar inconvenientes posteriores durante el proceso de licitación. Asimismo, dadas las fechas indicadas en la misma</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Tomando los plazos habituales de la planificación de la transmisión, en el caso que esta obra se incluya en este plan, su entrada en operación se estimaría a mediados del 2028 (+1 año decreto expansión, +1 año licitación Coordinador, + 6 meses decreto adjudicación, + 20 meses de plazo constructivo). Retrasar su inclusión para el plan de expansión 2024 no permitiría garantizar el derecho de acceso abierto de los proyectos interesados.</p> <p>Por otra parte, la sección 7.4.2.3 del ITP señala la eficiencia constructiva como uno de los criterios a evaluar para las obras de acceso abierto. Es esperable que la ampliación de la barra de la S/E Dichato, si se realiza poco tiempo después de la entrada en servicio de la S/E, permita capturar importantes eficiencias constructivas. Posponer la ampliación para planes posteriores arriesga perder esas eficiencias.</p>		<p>observación respecto de la oportunidad en que se requiere la puesta en servicio de la obra por parte de los interesados (año 2027 o 2028), es que se considera que dichos plazos no resultan consistentes con el desarrollo de la obra a través del proceso de expansión. Por lo tanto, considerando los plazos del proceso, y previendo una posible postergación de la licitación de una obra de ampliación sobre una instalación que aún no cuenta con RCA, es que se decide postergar su eventual incorporación para futuros procesos de expansión, a la espera de antecedentes más actualizados respecto del estado de tramitación ambiental de la obra que da origen a la S/E Dichato, de modo de tener información más a firme respecto de su ubicación definitiva, orientación y demás características necesarias para su adecuada incorporación en</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				un plan de expansión y su posterior licitación.
13-08	Anexo 1: Proyectos no recomendados. ID 91: "Ampliación en S/E Nueva Casablanca"	<p>La CNE justifica su decisión de no recomendar esta obra en que "no se visualizan otros requerimientos de conexión de proyectos de generación que pudieran impulsar una obra de expansión en el presente informe".</p> <p>Como empresa propietaria de dicha S/E (Celeo es relacionada de Casablanca Transmisora de Energía S.A.), podemos dar fe del interés de distintos desarrolladores que nos han contactado buscando conectarse en dicha subestación.</p> <p>De hecho, en la misma plataforma de acceso abierto del Coordinador se pueden apreciar tres solicitudes de conexión a la barra de 66 kv, distintas al proyecto que busca conectar FRV Services, que han sido rechazadas por no existir posiciones disponibles:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Solar Ancuyo, de 50 MW - Viñedo Solar, de 100 MW - PFV Queulat, de 80 MW <p>Es decir, hay antecedentes suficientes que permiten afirmar que existe un alto interés de conectarse en esa subestación.</p>	Incluir en el ITF el proyecto "Ampliación en S/E Nueva Casablanca".	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La S/E Nueva Casablanca se encuentra aún en proceso de ejecución física, la que, si bien posee un avance relevante, la empresa propietaria presentó una solicitud de modificación de su decreto de adjudicación, en el cual se solicita una modificación del alcance de la obra adjudicada en lo que respecta, justamente, al nivel de tensión de 66 kV y la conexión a la S/E Casablanca, como consecuencia de la imposibilidad de ejecutar el alcance original de la obra adjudicada.</p> <p>Por otra parte, de la revisión de los antecedentes presentados en la observación se desprende que sólo el proyecto Acuyo Solar (50 MW) corresponde a una solicitud en el nivel de tensión de 66 kV registrado en la plataforma del Coordinador,</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>el que, además, indica una fecha de entrada en operación esperada para el año 2026, lo que no se ajusta a los plazos que significaría la incorporación de una obra a través del presente proceso de expansión.</p> <p>Dado lo anteriormente mencionado, esta Comisión considera pertinente postergar cualquier intervención de la obra en cuestión, hasta contar con mayores certezas respecto de la condición proyectada para la instalación.</p>

E14 – Domo Legal

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
14-01	Anexo 1. Proyectos No Recomendados	<p>En Anexo 1 el ID-Obra 19-01, la CNE señala que ha decidido no incorporar el proyecto "Ampliación SE Santa Clara" propuesto por Parque Eólico Luanco SpA en el presente proceso de planificación anual de la transmisión y promover el uso del artículo 102° de la Ley para concretar su materialización.</p> <p>Como justificación indica que, de acuerdo a los antecedentes presentados, el proyecto no cumple con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto por cuanto "no existe coherencia entre los plazos para la conexión oportuna del proyecto de generación y la entrada en operación de la obra propuesta considerando las etapas del Plan de Expansión y la posterior licitación".</p> <p>Al respecto creemos que ha existido un malentendido, y solicitamos a esa Comisión reconsiderar su decisión, considerando los antecedentes presentados a continuación.</p> <p>El cronograma incluido en el envío de antecedentes correspondiente se refiere a la obra de conexión (no al proyecto eólico) y a los tiempos en que ésta puede ser implementada asumiendo un inicio durante el año 2023. Sin embargo, el proyecto de generación asociado (Parque Eólico Luanco) tiene una fecha de puesta en marcha prevista para fines del año 2027 (y que pudiera extenderse al año 2028 dependiendo de las incertidumbres normales en este tipo de proyectos). Por esto, el análisis de impacto económico y los estudios de factibilidad técnica han sido desarrollados para el período 2027-2028, como se aprecia en los antecedentes entregados a la Comisión. Por lo tanto, no es necesario que el proyecto de conexión se rija por el cronograma enviado originalmente, pudiendo extenderse su desarrollo en el tiempo en forma compatible con el desarrollo del</p>	Incorporar el proyecto "Ampliación SE Santa Clara" dentro de la sección 3.1 del Informe Técnico Preliminar, correspondiente a las obras de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En base a los antecedentes presentados, y considerando los desarrollos previstos en los EGPT y el interés que ha mostrado la zona para efectos de incorporar generación, se incorpora al ITF 2023 la obra "Ampliación en S/E Santa Clara 220 kV (IM)".</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>proceso de expansión en curso. Lo relevante es que el proyecto de conexión pueda ser ejecutado de forma tal que permita la puesta en marcha del Parque Eólico Luanco entre fines del año 2027 y 2028, según su plan actual de desarrollo.</p> <p>En atención a lo anterior, se adjunta un cronograma actualizado para las obras de conexión para que pueda ser considerado por esa Comisión en su análisis. Este cronograma contempla el mismo plan de actividades desplazado en el tiempo para dar cuenta de las dinámicas del proceso de expansión 2023, y que permitiría la ejecución del proyecto eólico de forma oportuna. También se adjunta la ficha técnica del proyecto (punto 8 de Antecedentes) con fechas de según lo anterior.</p> <p>En efecto, si se considera que el año 2024 culmina el proceso de expansión de la transmisión del año 2023, el 2025 se lleva a cabo el proceso de licitación y los años 2026 y 2027 se consideran como años de construcción (24 meses es el plazo que la CNE utiliza para ampliaciones similares), las actividades del proyecto se podrían llevar de forma compatible con el presentado en el proceso de acceso abierto ante el CEN para el proyecto Parque Eólico Luanco, cuya fecha de energización estimada corresponde a diciembre de 2027.</p> <p>Ver Figura 4.</p>		

E15 – Trinergy

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
15-01	Ampliación en S/E El Manzano (CGE)	<p>Al año 2020 las SS/EE El Manzano, Marchigue, La Esperanza, Nancagua, Portezuelo, Ranguili y Quelentaro, se encuentran con una alta cargabilidad de proyectos PMGD. Actualmente en las SS/EE El Manzano y La Esperanza existe inversión de flujos desde distribución a transmisión en las horas de máxima inyección fotovoltaica.</p> <p>Adicionalmente, es poco eficiente que se quiera realizar una S/E completamente nueva (S/E El Carmen) a 4 km de la S/E El Manzano y no ampliar la S/E El Manzano que por años se ha necesitado de su ampliación.</p>	Volver a incluir a la “Ampliación en S/E El Manzano” en el PET 2023	<p>No se acoge la observación.</p> <p>No se desprenden antecedentes adicionales que pudiesen permitir arribar a una conclusión distinta a la presentada en el ITP, de modo que no se accederá a lo solicitado.</p>
15-02	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Rapel – Loica – Alto Melipilla	La obra presenta beneficio neto negativo de -2,9 MMUSD que es una cifra que ha ido decantando con el tiempo. Según datos señalados por el Coordinador, existe al menos, 700 MW	Incluir la obra en el PET 2023 y no esperar a que se proponga en Planes de Expansión Futuros.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra no cumplen con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>autorizados para declararse en construcción en la S/E Loica. Por otro lado, existen al menos 700 MW en tramitación avanzada en S/E Portezuelo. Por lo tanto, es cosa de uno o dos años para que el beneficio económico sea positivo. Entonces, se propone ser propositivo y evitar ser reactivo a esta obra.</p>		<p>Adicionalmente, se realizaron sensibilidades respecto a la información indicada, a efectos de determinar los potenciales beneficios de la obra en cuestión. Sin embargo, los resultados muestran que, aun considerando dicha información, la obra no cumple con los criterios de eficiencia económica.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

E16 – AES Gener

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
16-01	<p>Capítulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 122, Proyecto Ampliación en S/E Parinas (cuarto autotransformador 500/220 kV 750MVA))</p>	<p>La zona donde se ubicará el Proyecto Ampliación en S/E Parinas (cuarto autotransformador 500/220 kV 750MVA) tiene un potencial importante de generación ERNC. En efecto, existen proyectos en construcción y proyectos que se encuentran en proceso de permisos. La CNE en su estudio si bien agregó proyectos en la zona, estos proyectos parecer ser insuficientes y son agregados de forma escalonada, lo cual resulta conservador. Además, no se incluyen proyectos fotovoltaicos con almacenamiento, tal como se indica el Informe Técnico Definitivo de precios de nudo del primer semestre del 2023.</p> <p>De acuerdo con lo establecido en el literal d del artículo 78° del DS 37 (Reglamento de la Transmisión), “Plan de obras de generación,</p>	<p>Se solicita reevaluar el proyecto ID 222, por una parte, actualizando los proyectos y tecnologías que están en construcción y comprometidos en la zona Andes / Parinas de acuerdo a la última información disponible en el Informe Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo vigente.</p> <p>Asimismo para efectuar la distribución temporal de las centrales de generación en la zona, se solicita considerar la información disponible en el proceso de acceso abierto, la cual incluye estimaciones de plazos de desarrollo de los propios agentes de la industria.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra no cumplen con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión.</p> <p>Adicionalmente, se realizaron sensibilidades respecto a la información indicada, a efectos de determinar los potenciales beneficios de la obra en cuestión. Así, se consideraron proyectos con avance relevante en la plataforma de Acceso Abierto, que sean de interés en la zona, según su ubicación de acuerdo con la información disponible a la fecha de la declaración en construcción utilizada en el proceso, disponible al inicio de este. Con todo lo anterior, los resultados muestran que la obra en cuestión no cumple con los criterios de eficiencia económica.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>almacenamiento y transmisión: se conformará por las obras de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía y de transmisión que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley”; por lo tanto, se deben considerar los proyectos declarados en construcción y comprometidos de acuerdo con la última información disponible en el Informe Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo vigente. De acuerdo con lo señalado en la sección 7.3.3.2 del Informe Técnico Preliminar, para efecto de los proyectos declarados en construcción se ha utilizado la Resolución Exenta N°172 de la CNE, de 28 de abril de 2023, la cual podría ser actualizada a una versión más vigente, considerando la fecha de publicación del ITP.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por otra parte, dentro de las fuentes de información señaladas en la Sección 7.3.4.2 del ITP para efectuar la distribución de las centrales de generación no se observa el resultado del proceso de acceso abierto regulado en detalle en el propio DS37, que entrega información actualizada de las zonas del SEN con interés por parte de los desarrolladores de proyectos de generación y recoge estimaciones de plazos de desarrollo de los propios agentes de la industria.</p>		
16-02	<p>Capítulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 125, Proyecto Almacenamiento Tramo Likanantai 220 - Nueva Zaldivar 220)</p>	<p>La zona donde se ubicará el Proyecto Almacenamiento Tramo Likanantai 220 - Nueva Zaldivar 220 tiene un potencial importante de generación ERNC. En efecto, existen proyectos en construcción y proyectos que se encuentran en proceso de permisos. La CNE en su estudio si bien agregó proyectos en la zona, estos proyectos parecer ser</p>	<p>Se solicita reevaluar el proyecto ID 125, por una parte, actualizando los proyectos y tecnologías que están en construcción y comprometidos en la zona Andes / Parinas de acuerdo a la última información disponible en el Informe Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo vigente.</p> <p>Asimismo para efectuar la distribución temporal de las centrales de generación en la zona, se solicita considerar la información disponible en el proceso de acceso abierto, la cual incluye estimaciones de plazos de</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra no cumplen con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión.</p> <p>Adicionalmente, se realizaron sensibilidades respecto a la información indicada, a efectos de determinar los potenciales beneficios de la obra en cuestión. Así, se consideraron proyectos con avance relevante en la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>insuficientes y son agregados de forma escalonada, lo cual resulta conservador. Además, no se incluyen proyectos fotovoltaicos con almacenamiento, tal como se indica el Informe Técnico Definitivo de precios de nudo del primer semestre del 2023.</p> <p>De acuerdo con lo establecido en el literal d del artículo 78° del DS 37 (Reglamento de la Transmisión), “Plan de obras de generación, almacenamiento y transmisión: se conformará por las obras de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía y de transmisión que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley”; por lo tanto, se deben considerar los proyectos declarados en construcción y</p>	<p>desarrollo de los propios agentes de la industria.</p>	<p>plataforma de Acceso Abierto, que sean de interés en la zona, según su ubicación de acuerdo con la información disponible a la fecha de la declaración en construcción utilizada en el proceso, disponible al inicio de este. Con todo lo anterior, los resultados muestran que la obra en cuestión no cumple con los criterios de eficiencia económica.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>comprometidos de acuerdo con la última información disponible en el Informe Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo vigente. De acuerdo con lo señalado en la sección 7.3.3.2 del Informe Técnico Preliminar, para efecto de los proyectos declarados en construcción se ha utilizado la Resolución Exenta N°172 de la CNE, de 28 de abril de 2023, la cual podría ser actualizada a una versión más vigente, considerando la fecha de publicación del ITP.</p> <p>Por otra parte, dentro de las fuentes de información señaladas en la Sección 7.3.4.2 del ITP para efectuar la distribución de las centrales de generación no se observa el resultado del proceso de acceso abierto regulado en detalle en el propio DS37, que entrega información actualizada de las zonas del SEN con interés por parte de los desarrolladores de</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		proyectos de generación y recoge estimaciones de plazos de desarrollo de los propios agentes de la industria.		
16-03	Capítulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 127, Proyecto Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frutillar Norte - Rahue - Pichirropulli, tramo Frutillar Norte - Pichirropulli)	<p>El proyecto presenta beneficios netos positivos en más del 50% de los escenarios analizados según lo indicado por la evaluación realizada por CNE.</p> <p>Según lo indicado por la CNE el proyecto no presenta beneficios en los primeros años de operación y por ello no será incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Si bien los beneficios netos positivos en más del 50% de los escenarios analizados comienzan a partir del año 2032, es importante mencionar que la zona en estudio ha presentado históricamente retrasos en la entrada de instalación de nuevas obras o ampliaciones de transmisión, por ejemplo, problemas con las</p>	Se solicita que el proyecto si sea considerado en el presente plan de expansión, en consideración que la obra ID 127 requiere un cronograma de ejecución con holguras en la determinación de la fecha de entrada , dados los retrasos típicos que se dan en estas zonas ya sea por reducciones del rendimiento constructivo en invierno o dificultades con las comunidades de la zona, con la finalidad de que los beneficios netos positivos no se vean perjudicados.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra propuesta muestran que la obra resulta ser postergable, en el entendido que la incorporación de esta u otras alternativas entregarían mayores beneficios en caso de ser incorporadas en procesos siguientes.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>comunidades y servidumbres. Así, por ejemplo, actualmente se está realizando una ampliación similar en el tramo Cautín – Ciruelos, la cual lleva un retraso de más 3 años.</p> <p>Por otra parte, el rendimiento en las obras de construcción de la zona sur es menor que en otras zonas del país debido a las interrupciones provocadas por frentes de mal tiempo, por lo tanto, en estas zonas la determinación de los plazos de construcción y por ende la fecha de entrada en operación debería incluir los retrasos típicos.</p> <p>Si se considera que el proceso de expansión 2023 se extenderá durante el año 2024, luego el proceso de licitación se extenderá durante el año 2025, luego un año de evaluación ambiental más dos años de construcción, obtenemos</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>una entrada en operación a principios de 2029, tal como lo plantea la CNE; sin embargo, esta determinación de plazos no considera ningún tipo de holgura o retraso.</p> <p>El artículo 73° del DS37 define que “deberá entenderse por planificación con holgura aquella en la que se otorga un dimensionamiento superior al requerido para la obra de transmisión analizada de manera que permita cubrir la necesidad de expansión del sistema frente a los diferentes EGPT y sus sensibilidades y se justifique económicamente. Para ello, la Comisión podrá proponer instalaciones de transmisión con un estándar constructivo mayor al de energización, proponer líneas de transmisión con torres para al menos dos circuitos, subestaciones con mayor cantidad de posiciones para futuras</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>conexiones, establecer requerimientos de capacidad de transmisión de datos considerando el uso futuro de nuevas tecnologías, entre otros.”, en el caso de la obra propuesta, el criterio de holgura debe considerar un dimensionamiento superior al requerido en cuanto a su plazo de ejecución, debido a las razones anteriormente planteadas. Aplicar el criterio de holgura de esta manera no genera mayor valor de inversión, no genera mayor COMA y no produce sobrecostos de operación en el sistema distintos a los determinados en la evaluación efectuada por la Comisión, únicamente, y en peor de los casos, podría provocar mayores costos de operación durante 3 años respecto de la condición “Sin proyecto”, lo cual no impide obtener un beneficio neto positivo del proyecto. Cabe señalar que los tres</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>años iniciales donde el proyecto no resulta rentable tienen sobrecostos del orden de los 6 millones de USD en total, mientras que el beneficio neto del proyecto bordea, en el peor caso, los 159 millones de USD.</p>		
16-04	<p>Capitulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 127, Proyecto Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frutillar Norte - Rahue - Pichirropulli, tramo Frutillar Norte - Pichirropulli)</p>	<p>El proyecto presenta beneficios netos positivos en mas del 50% de los escenarios analizados según lo indicado por la evaluación realizada por CNE.</p> <p>Según lo indicado por la CNE el proyecto no presenta beneficios en los primeros años de operación y por ello no será incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Si bien los beneficios netos positivos en más del 50% de los escenarios analizados comienzan a partir del año 2032, es importante mencionar que la zona en estudio ha presentado históricamente retrasos en la entrada de instalación de</p>	<p>Se solicita que en la evaluación de la obra ID 127, se cuantifique el impacto que tendría un retraso en la entrada en operación, en consideración de los retrasos típicos que se dan en estas zonas ya sea por reducciones del rendimiento constructivo en invierno o dificultades con las comunidades de la zona.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra propuesta muestran que la obra resulta ser postergable, bajo el entendido de que la incorporación de esta u otras alternativas entregarían mayores beneficios en caso de ser incorporadas en procesos siguientes.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>nuevas obras o ampliaciones de transmisión, por ejemplo, problemas con las comunidades y servidumbres. Así, por ejemplo, actualmente se está realizando una ampliación similar en el tramo Cautín – Ciruelos, la cual lleva un retraso de más 3 años.</p> <p>Por otra parte, el rendimiento en las obras de construcción de la zona sur es menor que en otras zonas del país debido a las interrupciones provocadas por frentes de mal tiempo, por lo tanto, en estas zonas la determinación de los plazos de construcción y por ende la fecha de entrada en operación debería incluir los retrasos típicos.</p> <p>Si se considera que el proceso de expansión 2023 se extenderá durante el año 2024, luego el proceso de licitación se extenderá</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>durante el año 2025, luego un año de evaluación ambiental más dos años de construcción, obtenemos una entrada en operación a principios de 2029, tal como lo plantea la CNE; sin embargo, esta determinación de plazos no considera ningún tipo de holgura o retraso.</p> <p>El artículo 73° del DS37 define que “deberá entenderse por planificación con holgura aquella en la que se otorga un dimensionamiento superior al requerido para la obra de transmisión analizada de manera que permita cubrir la necesidad de expansión del sistema frente a los diferentes EGPT y sus sensibilidades y se justifique económicamente. Para ello, la Comisión podrá proponer instalaciones de transmisión con un estándar constructivo mayor al de energización, proponer líneas de transmisión con</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>torres para al menos dos circuitos, subestaciones con mayor cantidad de posiciones para futuras conexiones, establecer requerimientos de capacidad de transmisión de datos considerando el uso futuro de nuevas tecnologías, entre otros.”, en el caso de la obra propuesta, el criterio de holgura debe considerar un dimensionamiento superior al requerido en cuanto a su plazo de ejecución, debido a las razones anteriormente planteadas. Aplicar el criterio de holgura de esta manera no genera mayor valor de inversión, no genera mayor COMA y no produce sobrecostos de operación en el sistema distintos a los determinados en la evaluación efectuada por la Comisión, únicamente, y en peor de los casos, podría provocar mayores costos de operación durante 3 años respecto de la condición</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>“Sin proyecto”, lo cual no impide obtener un beneficio neto positivo del proyecto. Cabe señalar que los tres años iniciales donde el proyecto no resulta rentable tienen sobrecostos del orden de los 6 millones de USD en total, mientras que el beneficio neto del proyecto bordea, en el peor caso, los 159 millones de USD.</p>		
16-05	<p>Capítulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 130, Proyecto Subida 154kV a 500kV Subestación Buli a Tramo 2x220kV Charrúa - Ancoa)</p>	<p>La Comisión señala que “El proyecto fue presentado para permitir el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Zonal”, lo cual es un error, pues el proyecto presentado debe ser considerado para permitir el desarrollo de generación mediante el uso del sistema de transmisión nacional, con la inclusión de una nueva subestación nacional que seccionará el tramo Charrúa – Ancoa 500 kV, junto con un grupo de dos transformadores 500/154 kV de 750 MVA c/u</p>	<p>Se solicita que el proyecto sea evaluado en este plan de expansión en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, aplicando íntegramente el procedimiento establecido en el Reglamento.</p> <p>Se debe reconsiderar la obra de transmisión ID 130 como una nueva subestación Nacional que seccionará el tramo Charrúa – Ancoa 500 kV, junto con un grupo de dos transformadores 500/154 kV de 750 MVA c/u que se conectarán a la Nueva S/E Buli 154 kV.</p> <p>De acuerdo a la evaluación realizada por AES, el proyecto descrito genera una mejora en la capacidad de transmisión de los zona, disminuyendo los costos operacionales del</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, en relación a lo indicado en la observación sobre la incorporación de una obra de ampliación en la S/E Kimal, en circunstancias que el proyecto "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre" incluso al día de hoy no presentaría avance material, cabe señalar que dicha situación no es homologable al contexto de la obra materia de esta observación, dado que, en aquel caso, se trató de una obra de ampliación en una instalación existente y en operación, lo que representa una situación muy distinta al caso de a S/E Buli, que inició recientemente su tramitación ambiental.</p> <p>Por otro lado, las simulaciones realizadas muestran que la obra propuesta presentaría beneficios netos negativos en los primeros años de su operación, de modo que la decisión</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>que se conectarán a la Nueva S/E Buli 154 kV.</p> <p>Es facultad de la Comisión definir que partes de la obra pueden ser consideradas obras nuevas u obras de ampliación, así como su pertenencia a los diferentes segmentos de la transmisión (Nacional o Zonal).</p> <p>De acuerdo con lo anterior, la Comisión debe evaluar el proyecto y emitir un pronunciamiento técnico respecto del resultado de dicha evaluación.</p> <p>Cabe mencionar que la postergación de la evaluación de la obra propuesta retrasará los beneficios netos positivos para el sistema.</p> <p>Adicionalmente, la Comisión señala "En particular, la obra de expansión Nueva S/E Buli se encuentra actualmente adjudicada e incorporada dentro del</p>	<p>sistema en un horizonte de 20 años en todos los escenarios evaluados.</p> <p>Ver Figura 5.</p>	<p>óptima es postergar su eventual incorporación, lo cual es consistente con lo indicado al inicio de esta respuesta.</p> <p>Finalmente, es importante indicar que una obra como la propuesta requiere análisis detallados respecto de los efectos que tendría el seccionamiento de un circuito de 500 kV que se encuentra compensado en uno de sus extremos, en particular, para efectos de validar su desempeño eléctrico en términos de estabilidad y redistribución de flujos en los corredores paralelos, de modo de entregar una visión completa de las implicancias de la obra en términos de su valor de inversión, ya que pudiera ser necesario incorporar modificaciones a las compensaciones series y/o shunt de la línea, u otro elemento que permita garantizar un adecuado desempeño de las instalaciones y una operación eficiente del sistema en su conjunto.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Decreto 15 de Adjudicación de Obras del Ministerio de Energía, publicado el 16 de junio del 2023 y aun no inicia su etapa de construcción. Por lo anterior, esta Comisión ha decidido postergar la incorporación del proyecto al presente proceso de expansión a fin de contar con mayores antecedentes respecto de las características definitivas y el avance de la obra de transmisión.”, lo que se contrapone con las actuaciones de la propia Comisión, por ejemplo, en relación a proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre, respecto del cual el Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión del año 2022, emitido en octubre de 2023, incorpora una obra de ampliación de la S/E Kimal además de otras adecuaciones en S/E Kimal, cuando incluso a la fecha de hoy no hay avances respecto de la obra de</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>transmisión, de acuerdo con lo publicado por el CEN en su plataforma de seguimiento de ejecución de obras.</p> <p>La Comisión tiene las atribuciones para definir obras condicionadas, por lo que el poco avance en las labores de construcción de proyectos relacionados no debiera ser un impedimento para no evaluar un proyecto de expansión como el propuesto.</p>		
16-06	<p>Capítulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 131, Proyecto Subida 220kV a 500kV tramo Likanantai - Parinas)</p>	<p>La zona donde se ubicará el Proyecto Subida 220kV a 500kV tramo Likanantai - Parinas tiene un potencial importante de generación ERNC.</p> <p>En efecto, existen proyectos en construcción y proyectos que se encuentran en proceso de permisos.</p> <p>La CNE en su estudio si bien agregó proyectos en la zona, estos proyectos parecer ser insuficientes y son agregados de forma escalonada, lo cual resulta</p>	<p>Se solicita reevaluar el proyecto ID 131, por una parte, actualizando los proyectos y tecnologías que están en construcción y comprometidos en la zona Andes / Parinas de acuerdo a la última información disponible en el Informe Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo vigente.</p> <p>Asimismo para efectuar la distribución temporal de las centrales de generación en la zona, se solicita considerar la información disponible en el proceso de acceso abierto, la cual incluye estimaciones de plazos de desarrollo de los propios agentes de la industria.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra no cumplen con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión.</p> <p>Se realizaron sensibilidades respecto a la información indicada, a efectos de determinar los potenciales beneficios de la obra en cuestión. Así, se consideraron proyectos con avance relevante en la plataforma de Acceso Abierto, que sean de interés en la zona, según su ubicación de acuerdo con la información disponible a la fecha de la declaración en</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>conservador. Además, no se incluyen proyectos fotovoltaicos con almacenamiento, tal como se indica el Informe Técnico Definitivo de precios de nudo del primer semestre del 2023.</p> <p>De acuerdo con lo establecido en el literal d del artículo 78° del DS 37 (Reglamento de la Transmisión), “Plan de obras de generación, almacenamiento y transmisión: se conformará por las obras de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía y de transmisión que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley”; por lo tanto, se deben considerar los proyectos declarados en construcción y comprometidos de acuerdo con la última información disponible en el Informe</p>		<p>construcción utilizada en el proceso, disponible al inicio de este. Con todo lo anterior, los resultados muestran que la obra en cuestión no cumple con los criterios de eficiencia económica.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo vigente. De acuerdo con lo señalado en la sección 7.3.3.2 del Informe Técnico Preliminar, para efecto de los proyectos declarados en construcción se ha utilizado la Resolución Exenta N°172 de la CNE, de 28 de abril de 2023, la cual podría ser actualizada a una versión más vigente, considerando la fecha de publicación del ITP.</p> <p>Por otra parte, dentro de las fuentes de información señaladas en la Sección 7.3.4.2 del ITP para efectuar la distribución de las centrales de generación no se observa el resultado del proceso de acceso abierto regulado en detalle en el propio DS37, que entrega información actualizada de las zonas del SEN con interés por parte de los desarrolladores de proyectos de generación y recoge estimaciones de plazos de desarrollo de los</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		propios agentes de la industria.		

Anexos Empresa 16

Valor Presente en millones de US\$	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5
Costo Operacional Sin Proyecto	14,686	23,876	18,203	12,228	29,079
Costo Operacional Con Proyecto	14,429	22,821	17,727	12,019	28,012
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	14,460	22,852	17,758	12,050	28,043
Beneficios (Base – Proyecto)	226	1,024	445	178	1,035

Figura 5

E17 – REDENOR

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
17-01	1. ITP Sección 3 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional e ITP Cap 10_Anexo 1 Proyectos no recomendados ID 51 - ID obra 11-01 "Reactor S/E Nueva Pozo Almonte".	<p>Dentro del plazo establecido para ello, Red Eléctrica del Norte S.A. ("Redenor") presentó a la CNE las obras "Reactor S/E Nueva Pozo Almonte" y "Reactor S/E Parinacota" (los "Proyectos"), como obras necesarias para operar la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota, de su propiedad, ya que, como se indica en los Informes GO N°21/2022 y GO N°23/2023 referidos a los Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión emitidos por el Coordinador Eléctrico Nacional, "no es posible operar con ambas líneas enmalladas debido a la presencia de sobretensiones en régimen permanente en la barra 220 kV de S/E Parinacota, que dificultan el control de tensión en la zona, las cuales pueden verse agravadas ante la pérdida de consumos locales o la indisponibilidad (forzosa o programada) de recursos de control de tensión. La situación descrita en el párrafo anterior impide que S/E Parinacota puede operar con criterio N-1 ante fallas en las líneas 220 kV, y se mantendrá mientras no aparezcan mayores cargas inductivas que se abastezcan desde S/E Parinacota, o se cuente con recursos adicionales de control de tensión que permitan la absorción de reactivos de manera local."</p> <p>Pese a la manifiesta relevancia de los Proyectos y el propio reconocimiento de la CNE de la problemática existente con respecto a los controles de tensión de la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota y la evidente falta de redundancia en infraestructura de transmisión en la Región de Arica y Parinacota, estos Proyectos no fueron incorporados por la Comisión pues, según lo señaló la propia CNE y en atención a la</p>	Aplicar metodología establecida en el DS 37 al Proyecto propuesto y, de consiguiente, incorporar obra a la sección 3 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se incorporan las obras "Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Nueva Pozo Almonte" y "Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Roncacho", las que cumplen con un propósito equivalente a lo solicitado en la observación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>temporalidad del requerimiento "... de ser incorporada en este proceso, la obra entraría en operación no antes del año 2028, de modo que se considera pertinente mantener la posibilidad de que la obra pueda ser materializada a través del mecanismo de obras urgentes contenido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley" (Anexo Proyectos No Recomendados ID 51 y 52). Conforme a lo dispuesto en el marco normativo vigente, en particular lo establecido en el artículo 85 del Decreto Supremo N° 37, Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión ("DS 37"), la CNE debe dar aplicación en el proceso de planificación a la metodología establecida en el capítulo I del Título III del mencionado Reglamento, de la cual debe emanar el Plan de Expansión respectivo. Además, entre los antecedentes que debe considerar de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 79 del mismo Reglamento, se encuentran los proyectos de expansión que hayan sido presentados a la CNE por los promotores de proyectos, en este caso Redenor, lo que implica la aplicación a éstos de los criterios y análisis establecidos en la normativa citada, de manera que resultarán recomendados aquellos que así resulten de la aplicación de la metodología y no recomendados aquellos otros que no reúnan los criterios señalados.</p> <p>No consta en los antecedentes publicados por la CNE respecto del proceso de planificación del Plan de Expansión 2023, que dicho organismo haya aplicado a los Proyectos la metodología del DS 37.</p> <p>Cabe agregar que, el mecanismo establecido en el artículo 102, conforme al tenor literal de la LGSE y su</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>reglamentación, también contenida en el DS 37, es un régimen que se basa en la petición de parte, es decir, en una solicitud formulada por los propietarios de obras existentes que se pretende ampliar o por un interesado cuando se trate de obras nuevas. Para lo anterior, será el administrado, el legitimado activo para iniciar el proceso administrativo pertinente el que deberá ponderar la conveniencia o no de optar por este régimen. En este caso, el único legitimado activo para requerir estas obras por aplicación del artículo 102 es Redenor, propietaria de las instalaciones en la que se instalaría estos elementos, el que ha optado por presentarla al Plan de Expansión 2023.</p> <p>De esta manera, no resulta procedente que una obra propuesta, cumpliendo con los requisitos establecidos por la Comisión sea rechazada por un criterio de “temporalidad” no previsto en la metodología del proceso de planificación y por considerar necesario dejar abierta la posibilidad de recurrir al mecanismo del artículo 102 de la LGSE, en circunstancias que el único habilitado para ello ha solicitado su inclusión vía plan de expansión.</p> <p>Tampoco resulta procedente el que la Comisión no atienda a lo señalado en la propia LGSE, al descartar proyectos que propongan aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes, tal como se dispone en el artículo 89.</p> <p>Se considera además que de aplicarse los criterios establecidos en el DS 37, los Proyectos presentados deben ser incorporados al Plan de Expansión de 2023 por</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>las siguientes consideraciones:</p> <p>1) Implica una solución a la problemática puesta de manifiesto por el Coordinador Eléctrico Nacional en los ya señalados informes “Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión” GO N°21/2022 y GO N°23/2023 y de los años 2022 y 2023, respectivamente.</p> <p>2) La solución propuesta corresponde a la más eficiente en cuanto a costos de inversión, esto ya que, de acuerdo a los estudios eléctricos adjuntos con la propuesta, basta con la instalación de reactores estáticos en vez de equipos de compensación reactiva dinámica. Se verifica además que la instalación de reactores en los extremos Parinacota – Nueva Pozo Almonte permite el mínimo tamaño de estos reactores capaces de realizar las maniobras de energización y cierre permanente de la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota respecto a otras posibles ubicaciones de estos equipos.</p> <p>3) Permite mantener la integridad y consistencia del proceso de planificación, el que ha considerado energizada la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota. Se verifica que, para las distintas evaluaciones realizadas por la CNE, tanto en bases de datos del software OSE2000 como en las del software PowerFactory Digsilent, se modela este corredor cerrado y en operación, lo cual corresponde a una inconsistencia al no considerar la necesidad de los elementos de control de tensión como lo fue incluido en las obras propuestas, para permitir la operación de esta instalación de transmisión.</p>		
17-02	1. ITP Sección 3 Plan de Expansión del	Dentro del plazo establecido para ello, Red Eléctrica del Norte S.A. ("Redenor") presentó a la CNE las obras	Aplicar metodología establecida en el DS 37 al	Ver respuesta a la observación 17-01.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sistema de Transmisión Nacional e ITP Cap 10_Anexo 1 Proyectos no recomendados ID 52- ID obra 11-02 "Reactor S/E Parinacota".</p>	<p>"Reactor S/E Nueva Pozo Almonte" y "Reactor S/E Parinacota" (los "Proyectos"), como obras necesarias para operar la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota, de su propiedad, ya que, como se indica en los Informes GO N°21/2022 y GO N°23/2023 referidos a los Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión emitidos por el Coordinador Eléctrico Nacional, "no es posible operar con ambas líneas enmalladas debido a la presencia de sobretensiones en régimen permanente en la barra 220 kV de S/E Parinacota, que dificultan el control de tensión en la zona, las cuales pueden verse agravadas ante la pérdida de consumos locales o la indisponibilidad (forzosa o programada) de recursos de control de tensión. La situación descrita en el párrafo anterior impide que S/E Parinacota puede operar con criterio N-1 ante fallas en las líneas 220 kV, y se mantendrá mientras no aparezcan mayores cargas inductivas que se abastezcan desde S/E Parinacota, o se cuente con recursos adicionales de control de tensión que permitan la absorción de reactivos de manera local."</p> <p>Pese a la manifiesta relevancia de los Proyectos y el propio reconocimiento de la CNE de la problemática existente con respecto a los controles de tensión de la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota y la evidente falta de redundancia en infraestructura de transmisión en la Región de Arica y Parinacota, estos Proyectos no fueron incorporados por la Comisión pues, según lo señaló la propia CNE y en atención a la temporalidad del requerimiento "... de ser incorporada en este proceso, la obra entraría en operación no antes</p>	<p>Proyecto propuesto y, de consiguiente, incorporar obra a la sección 3 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>del año 2028, de modo que se considera pertinente mantener la posibilidad de que la obra pueda ser materializada a través del mecanismo de obras urgentes contenido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley” (Anexo Proyectos No Recomendados ID 51 y 52). Conforme a lo dispuesto en el marco normativo vigente, en particular lo establecido en el artículo 85 del Decreto Supremo N° 37, Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (“DS 37”), la CNE debe dar aplicación en el proceso de planificación a la metodología establecida en el capítulo I del Título III del mencionado Reglamento, de la cual debe emanar el Plan de Expansión respectivo. Además, entre los antecedentes que debe considerar de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 79 del mismo Reglamento, se encuentran los proyectos de expansión que hayan sido presentados a la CNE por los promotores de proyectos, en este caso Redenor, lo que implica la aplicación a éstos de los criterios y análisis establecidos en la normativa citada, de manera que resultarán recomendados aquellos que así resulten de la aplicación de la metodología y no recomendados aquellos otros que no reúnan los criterios señalados.</p> <p>No consta en los antecedentes publicados por la CNE respecto del proceso de planificación del Plan de Expansión 2023, que dicho organismo haya aplicado a los Proyectos la metodología del DS 37.</p> <p>Cabe agregar que, el mecanismo establecido en el artículo 102, conforme al tenor literal de la LGSE y su reglamentación, también contenida en el DS 37, es un régimen que se basa en la petición de parte, es decir, en</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>una solicitud formulada por los propietarios de obras existentes que se pretende ampliar o por un interesado cuando se trate de obras nuevas. Para lo anterior, será el administrado, el legitimado activo para iniciar el proceso administrativo pertinente el que deberá ponderar la conveniencia o no de optar por este régimen. En este caso, el único legitimado activo para requerir estas obras por aplicación del artículo 102 es Redenor, propietaria de las instalaciones en la que se instalaría estos elementos, el que ha optado por presentarla al Plan de Expansión 2023.</p> <p>De esta manera, no resulta procedente que una obra propuesta, cumpliendo con los requisitos establecidos por la Comisión sea rechazada por un criterio de “temporalidad” no previsto en la metodología del proceso de planificación y por considerar necesario dejar abierta la posibilidad de recurrir al mecanismo del artículo 102 de la LGSE, en circunstancias que el único habilitado para ello ha solicitado su inclusión vía plan de expansión.</p> <p>Tampoco resulta procedente el que la Comisión no atienda a lo señalado en la propia LGSE, al descartar proyectos que propongan aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes, tal como se dispone en el artículo 89.</p> <p>Se considera además que de aplicarse los criterios establecidos en el DS 37, los Proyectos presentados deben ser incorporados al Plan de Expansión de 2023 por las siguientes consideraciones:</p> <p>1) Implica una solución a la problemática puesta de</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>manifiesto por el Coordinador Eléctrico Nacional en los ya señalados informes “Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión” GO N°21/2022 y GO N°23/2023 y de los años 2022 y 2023, respectivamente.</p> <p>2) La solución propuesta corresponde a la más eficiente en cuanto a costos de inversión, esto ya que, de acuerdo a los estudios eléctricos adjuntos con la propuesta, basta con la instalación de reactores estáticos en vez de equipos de compensación reactiva dinámica. Se verifica además que la instalación de reactores en los extremos Parinacota – Nueva Pozo Almonte permite el mínimo tamaño de estos reactores capaces de realizar las maniobras de energización y cierre permanente de la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota respecto a otras posibles ubicaciones de estos equipos.</p> <p>3) Permite mantener la integridad y consistencia del proceso de planificación, el que ha considerado energizada la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota. Se verifica que, para las distintas evaluaciones realizadas por la CNE, tanto en bases de datos del software OSE2000 como en las del software PowerFactory Digsilent, se modela este corredor cerrado y en operación, lo cual corresponde a una inconsistencia al no considerar la necesidad de los elementos de control de tensión como lo fue incluido en las obras propuestas, para permitir la operación de esta instalación de transmisión.</p>		

E18 – Transelec

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
18-01	General	<p>En relación con los criterios y variables ambientales que forman parte de los antecedentes para la planificación de la transmisión, y que han sido particularmente utilizados en la etapa del proceso de planificación denominada “Etapa de análisis de factibilidad técnica y Valorización de los Proyectos”, se observa la necesidad de incorporar los instrumentos de evaluación ambiental de proyectos de inversión, reconociendo así el incremento en su complejidad, y con ello, en los plazos de preparación y tramitación ante el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).</p> <p>Como referencia, en los últimos años, las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) del sector energía han sido calificadas en promedio en quince (15) meses, siendo evidente un aumento de los plazos de evaluación en relación con años anteriores. Por su parte, los tiempos de preparación de los instrumentos de evaluación ambiental también han sufrido un aumento de plazo que debe ser considerado en la planificación. Lo anterior, basado en nuevos criterios de evaluación emitidos por el Servicio de Evaluación Ambiental y que deben ser observados en el proceso de evaluación.</p> <p>Ejemplo de ello, son los recientes “Criterios</p>	<p>Se solicita considerar estos tiempos para los proyectos que cuenten con DIA o EIA estimados. Consideramos que, al menos, se debiera analizar los plazos de los siguientes proyectos, en atención a la información proporcionada:</p> <p>3.2.1 Nueva S/E Tomeco 3.2.2 Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Ciruelos — Nueva Pichirropulli 4.2.3 Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones — La Chimba 4.2.4 Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles 4.2.6 Nueva S/E El Peral, Seccionamiento línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas 4.2.7 Nueva S/E El Carmen y nueva línea 2x66 kV Fuentecilla - El Carmen 4.2.8 Nueva S/E Cañaverál 4.2.9 Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV Monterrico</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo con lo solicitado, se revisarán los plazos de ejecución de las obras señaladas. Sin embargo, lo anterior se desarrollará en base a un análisis caso a caso.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>técnicos para campañas de terreno de fauna terrestre y validación de datos”, publicado por el SEA en noviembre de 2022 y que obliga a que las Declaraciones de Impacto Ambiental consideren en su presentación campañas bióticas de contraste. Siendo así, la temporalidad de dichas campañas se extiende en al menos seis (6) meses adicionales los plazos de elaboración del instrumento ambiental, requiriendo como consecuencia un plazo de aproximadamente nueve (9) meses solo para su elaboración.</p> <p>Finalmente, se solicita considerar también las incertidumbres asociadas a los plazos necesarios para desarrollar un mejor acceso a la participación ciudadana y procesos de consulta a pueblos indígenas, esto en relación con la implementación de políticas públicas como lo es el Acuerdo de Escazú, cuya implementación evidentemente tendrá efectos sobre los plazos tanto de preparación como de evaluación de los proyectos de transmisión.</p> <p>Por lo tanto, conforme a lo ocurrido en la práctica en el desarrollo de proyectos, consideramos que para la estimación de plazos de las obras se debe considerar como modelo general lo siguiente:</p> <p>Para proyectos con DIA (Declaración impacto</p>	<p>— Coihueco 4.2.10 Nueva S/E Pinto y nueva línea 2x66 kV Coihueco — Pinto</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>ambiental): Ingeniería preliminar para desarrollo de DIA y C&S (Concesiones y servidumbres): 3 meses. Elaboración de la DIA: 9 meses. Tramitación de la DIA: 15 meses. PAS (Permisos ambientales sectoriales): 6 meses. Construcción y puesta en servicio: 15 meses. En Total 48 meses</p> <p>Ver Figura 6.</p> <p>Para proyectos con EIA (Estudio impacto ambiental): Ingeniería preliminar para desarrollo de EIA y C&S: 3 meses. Elaboración de la EIA: 16 meses. Tramitación de la EIA: 25 meses. PAS (Permisos ambientales sectoriales): 6 meses. Construcción y PES: 15 meses. En Total 65 meses</p> <p>Ver Figura 7.</p>		
18-02	3.2.1 Nueva S/E Tomeco	<p>Respecto a los plazos constructivos de la mencionada obra, Transelec estima que los 36 meses indicados en el ITP son insuficientes.</p> <p>Se debe considerar que la adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de</p>	Se solicita aumentar el plazo constructivo de la obra "Nueva S/E Tomeco" a 54 meses.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica el plazo de ejecución de acuerdo a lo solicitado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>las obras: "Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui" la cual tiene un plazo de construcción de 54 meses y la cual es fundamental para el seccionamiento que requiere realizar la S/E Tomeco en la Línea 2x220 kV Charrúa – Hualqui. Es por lo anterior que, si las obras se licitan de manera simultánea, se hace necesario que tengan los mismos plazos de ejecución, más aún conociendo los criterios utilizados por el SEA, que requerirá la tramitación ambiental de ambos proyectos en conjunto.</p> <p>Por otro lado, la zona establecida para desarrollar el proyecto corresponde a un área compleja desde el punto de vista de presencia de quebradas y permisos de la CONAF, lo cual podría generar retrasos en la construcción.</p> <p>En este sentido, se requiere revisar los plazos de tramitación ambiental ya que, conforme a lo indicado en nuestra Observación N° 1 y sin esto significar una eventual estrategia ambiental a seguir por mi representada, los plazos de elaboración del expediente ambiental pudieran ser de, al menos, 9 meses y 15 de tramitación en el SEIA.</p> <p>Debido a lo anterior, considerando los plazos</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>señalados en la Observación N° 1, se concluye que el plazo de 36 meses propuestos para la ejecución de la obra no será suficiente y debe aumentarse a 54 meses.</p>		
18-03	<p>3.2.2 Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Ciruelos — Nueva Pichirropulli</p>	<p>Respecto a los plazos constructivos de la mencionada obra, Transelec estima que los 36 meses indicados en el ITP son insuficientes.</p> <p>La habilitación de los nuevos equipos en las SSEE El Laurel o Valdivia y Cerros de Huichahue modifica dos RCAs de diferentes titulares. En ese sentido se generan dos temas relevantes. En primer lugar, si la ampliación se realiza en áreas no evaluadas se debe analizar la necesidad de elaborar estudios complementarios para descartar que existan cambios de consideración. En segundo lugar, considerando que se trata de RCAs de distintos titulares, será necesario solicitar un poder notariado a uno de los titulares para que autorice al otro a presentar la pertinencia en el SEIA.</p> <p>Por otro lado, la zona establecida para desarrollar el proyecto corresponde a un área compleja desde el punto de vista de presencia de vegetación que podría requerir el trámite de permisos de la CONAF, lo cual podría generar retrasos en la construcción.</p> <p>Finalmente, producto de la compra de terreno</p>	<p>Se solicita considerar un plazo constructivo de 48 meses para el proyecto “Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Ciruelos — Nueva Pichirropulli”.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica el plazo de ejecución de la obra de acuerdo con lo solicitado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>que podría requerirse para la instalación de los equipos en las SSEE involucradas en el proyecto, pudiera requerirse la tramitación de una DIA en el SEIA, la que de acuerdo con lo indicado en nuestra Observación N° 1, conlleva al menos plazos de elaboración 9 meses y 15 de tramitación, sin perjuicio de lo cual ello no es vinculante respecto de la eventual estrategia ambiental que pudiera adoptar mi representada. En ese sentido, se solicita a esta autoridad que haga los análisis respectivos sobre el instrumento ambiental que se considere preliminarmente idóneo y los plazos respectivos que deban computarse, en atención a lo señalado en la Observación N°1.</p> <p>Debido a lo anterior, se concluye que el plazo de 36 meses propuestos para la ejecución del a obra no será suficiente y debe aumentarse a 48 meses.</p>		
18-04	4.2.3 Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones — La Chimba	<p>Respecto a los plazos constructivos de la mencionada obra, Transelec estima que los 42 meses indicados en el ITP son insuficientes.</p> <p>En efecto, dado que el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de doble circuito en 110 kV, es que podría requerirse su ingreso al SEIA mediante una DIA o EIA. Este ingreso contemplará ambos proyectos (línea más subestación), dado que se trata de un</p>	Se solicita considerar un plazo constructivo de 54 meses para el proyecto “Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kv Mejillones — La Chimba”.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica el plazo de ejecución de la obra de acuerdo a lo solicitado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>proyecto en conjunto que es evaluado en ese mérito y no de forma separada. En este escenario estimamos que el plazo mínimo de elaboración del expediente ambiental podría ser de 9 meses y 15 meses adicionales para la tramitación en el SEIA. Ello no es vinculante respecto de la eventual estrategia ambiental que pudiera adoptar mi representada, sino que se solicita a esta autoridad que haga los análisis respectivos sobre el instrumento ambiental que se considere preliminarmente idóneo y los plazos respectivos que deban computarse, en atención a lo señalado en la Observación N° 1.</p> <p>Esta solicitud de plazo constructivo aplica para cualquiera de las alternativas propuestas para el apoyo de la zona de Antofagasta, ya sea la promovida por la CNE en el presente ITP o las sugeridas por Transelec en las observaciones n°31, 32, 33, 35 y 36 del presente documento.</p>		
18-05	4.2.4 Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles	<p>Respecto a los plazos constructivos de la mencionada obra, Transelec estima que los 42 meses indicados en el ITP son insuficientes.</p> <p>En primer lugar, dado que el proyecto contempla la construcción de dos nuevas líneas de doble circuito en 220 kV y 110 kV podría requerirse su ingreso al SEIA mediante una DIA o EIA. Por otro lado, se observa que el área donde se llevará a cabo el proyecto corresponde a</p>	Se solicita considerar un plazo constructivo de 54 meses para el proyecto “Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles”.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica el plazo de ejecución de la obra de acuerdo a lo solicitado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>zonas con potencial paleontológico y fosilífero. Adicionalmente en el norte del país es altamente probable registrar hallazgos, y sitios arqueológicos, como también rasgos lineales. Los puntos anteriores constituyen un riesgo en términos de plazos de tramitación de permisos socioambientales.</p> <p>Finalmente, estimamos que los plazos mínimos de elaboración del expediente ambiental pueden ser de 9 meses y otros 15 meses para la tramitación en el SEIA, lo cual hace insuficiente el plazo establecido en el ITP. Ello no es vinculante respecto de la eventual estrategia ambiental que pudiera adoptar mi representada, sino que se solicita a esta autoridad que haga los análisis respectivos sobre el instrumento ambiental que se considere preliminarmente idóneo y los plazos respectivos que deban computarse, en atención a lo señalado en la Observación N°1.</p>		
18-06	4.2.6 Nueva S/E El Peral, Seccionamiento línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y normalización línea 1x110 kV	<p>Respecto a los plazos constructivos de la mencionada obra, Transelec estima que los 36 meses indicados en el ITP son insuficientes.</p> <p>En primer lugar, estimamos que, considerando la ubicación geográfica de las futuras líneas para el seccionamiento y normalización, podría requerirse un ingreso al SEIA mediante una DIA. Por otro lado, se observa que el área donde se</p>	Se solicita considerar un plazo de 54 meses para el proyecto “Nueva S/E El Peral, Seccionamiento línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas”.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica el plazo de ejecución de la obra de acuerdo con lo solicitado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Puente Alto – Tap Vizcachas	<p>llevarán a cabo los ajustes de línea corresponde a zonas con potencial paleontológico y fosilífero. También se visualiza que el área de emplazamiento del proyecto tiene un potencial crecimiento del sector inmobiliario, por lo que se requiere realizar una revisión exhaustiva del área para estar alejados de lugares muy urbanizados.</p> <p>En cuanto a los plazos de elaboración del expediente ambiental, podría requerirse desde 9 meses para la elaboración y desde 15 meses adicionales para la tramitación en el SEIA, lo cual hace insuficiente el plazo establecido en el ITP. Ello no es vinculante respecto de una eventual estrategia ambiental que pudiera adoptar mi representada, sino que se solicita a esta autoridad que haga los análisis respectivos sobre el instrumento ambiental que se considere preliminarmente idóneo y los plazos respectivos que deban computarse, en atención a lo señalado en la Observación N°1.</p>		
18-07	4.2.7 Nueva S/E El Carmen y nueva línea 2x66 kv Fuentecilla - El Carmen	<p>Respecto a los plazos constructivos de la mencionada obra, Transelec estima que los 42 meses indicados en el ITP son insuficientes.</p> <p>Es importante destacar que el proyecto podría requerir un ingreso al SEIA por considerar la construcción de una línea de 66 kV emplazada en una zona con potencial agrícola, presencia de</p>	Se solicita considerar un plazo de 54 meses para el proyecto “Nueva S/E El Carmen y nueva línea 2x66 kv Fuentecilla – El Carmen”.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica el plazo de ejecución de la obra de acuerdo con lo solicitado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>bosque nativo y plantaciones, presencia de cauces y altamente poblado. En ese sentido, los plazos de elaboración del expediente ambiental podrían tomar desde 9 meses y desde 15 meses adicionales para la tramitación en el SEIA, lo cual hace insuficiente el plazo establecido en el ITP. Ello no es vinculante respecto de la eventual estrategia ambiental que pudiera adoptar mi representada, sino que se solicita a esta autoridad que haga los análisis respectivos sobre el instrumento ambiental que se considere preliminarmente idóneo y los plazos respectivos que deban computarse, en atención a lo señalado en la Observación N°1.</p>		
18-08	4.2.8 Nueva S/E Cañaverall	<p>Respecto a los plazos constructivos de la mencionada obra, Transelec estima que los 42 meses indicados en el ITP son insuficientes.</p> <p>Es importante destacar que el proyecto podría requerir un ingreso al SEIA, con lo que los plazos de elaboración del expediente ambiental podrían ser desde 9 meses y desde 15 meses adicionales para la tramitación en el SEIA, lo cual hace insuficiente el plazo establecido en el ITP. Ello no es vinculante respecto de la eventual estrategia ambiental que pudiera adoptar mi representada, sino que se solicita a esta autoridad que haga los análisis respectivos sobre el instrumento ambiental que se considere preliminarmente idóneo y los plazos respectivos</p>	Se solicita considerar un plazo de 48 meses para el proyecto "Nueva S/E Cañaverall".	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica el plazo de ejecución de la obra de acuerdo a lo solicitado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		que deban computarse, en atención a lo señalado en la Observación N°1.		
18-09	4.2.9 Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV Monterrico — Coihueco	<p>Respecto a los plazos constructivos de la mencionada obra, Transelec estima que los 36 meses indicados en el ITP son insuficientes.</p> <p>Lo anterior, considerando que el proyecto global (subestación y línea) podría requerir su ingreso al SEIA, con lo cual los plazos de elaboración del expediente ambiental podrían ser desde 9 meses y desde 15 meses adicionales para la tramitación en el SEIA, lo cual hace insuficiente el plazo establecido en el ITP. Este plazo, que ya es insuficiente para la construcción de una nueva subestación y línea, podría reducirse aún más dado que el área de emplazamiento del proyecto tiene potencial paleontológico susceptible, por lo que podría aplicarle el PAS 132 de paleontología, el cual condiciona aún más el inicio de las obras. Todo ello no es vinculante respecto de una eventual estrategia ambiental que pudiera adoptar mi representada, sino que se solicita a esta autoridad que haga los análisis respectivos sobre el instrumento ambiental que se considere preliminarmente idóneo y los plazos respectivos que deban computarse, en atención a lo señalado en la Observación N°1.</p>	Se solicita considerar un plazo de 48 meses para el proyecto “Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV”.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica el plazo de ejecución de la obra de acuerdo con lo solicitado.</p>
18-10	4.2.10 Nueva S/E Pinto y nueva	Respecto a los plazos constructivos de la mencionada obra, Transelec estima que los 36	Se solicita considerar un plazo de 48 meses para el proyecto	Se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	línea 2x66 kV Coihueco — Pinto	<p>meses indicados en el ITP son insuficientes.</p> <p>Lo anterior, considerando que el proyecto global (subestación y línea) podría requerir su ingreso al SEIA, con lo cual los plazos de elaboración del expediente ambiental podrían ser desde 9 meses y desde 15 meses adicionales para la tramitación en el SEIA, lo cual hace insuficiente el plazo establecido en el ITP. Este plazo, que ya es insuficiente para la construcción de una nueva subestación y línea, podría reducirse aún más dado que el área de emplazamiento del proyecto tiene potencial paleontológico susceptible, por lo que podría aplicarle el PAS 132 de paleontología, el cual que condiciona aún más el inicio de las obras. Todo ello no es vinculante respecto de la eventual estrategia ambiental que pudiera adoptar mi representada, sino que se solicita a esta autoridad que haga los análisis respectivos sobre el instrumento ambiental que se considere preliminarmente idóneo y los plazos respectivos que deban computarse, en atención a lo señalado en la Observación N°1.</p>	“Nueva S/E Pinto y nueva línea 2x66 kV Coihueco — Pinto”.	Se modifica el plazo de ejecución de la obra de acuerdo con lo solicitado.
18-11	4.2.3 Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – la Chimba	Respecto al proyecto “Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – la Chimba”, hacemos hincapié en la importancia de establecer la entrada en operación por etapas, considerando los beneficios que se generan con entrada en operación de cada grupo de obras.	Se solicita que en el título 4.2.3.2 Entrada en Operación del proyecto “Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – la Chimba” se establezca una entrada en operación por etapas,	Se acoge parcialmente la observación. En primer lugar, cabe señalar que la regulación vigente no permite la entrada en operación de obras de expansión por etapas, por lo que no resulta factible acceder a lo solicitado.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>En el caso de este proyecto, sugerimos una primera etapa asociada a la entrada en operación de las obras S/E La Chimba, el seccionamiento de la línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant y la conexión con la S/E La Portada, las cuales permiten dar suficiencia al abastecimiento al reducir la carga del transformador AT/MT de la S/E La Portada. Finalmente, proponemos reconocer una segunda etapa asociada a la entrada en operación de la línea 110 kV Mejillones – La Chimba, considerando que con esta última obra se logra seguridad al abastecimiento de los consumos en las subestaciones La Chimba, La Portada y Desalant. Respecto a este último proyecto, considerando la dificultad constructiva que tendrá construir esta nueva línea y llegar desde el norte a la S/E La Chimba, sugerimos también un aumento de plazo a 54 meses, en atención a lo señalado en la Observación N°4.</p> <p>Esta solicitud de entrada en operación por etapas aplica para cualquiera de las alternativas propuestas para el apoyo de la zona de Antofagasta, ya sea la promovida por la CNE en el presente ITP o las sugeridas por Transelec en las Observaciones N°31, 32, 33, 35 y 36 del presente documento.</p>	<p>de acuerdo a lo siguiente:</p> <p>“La etapa del proyecto asociada a la construcción de la subestación La Chimba, el seccionamiento de la línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant y la conexión con la S/E La Portada deberá ser construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.</p> <p>La etapa del proyecto asociada a la construcción de la nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba deberá ser construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley</p> <p>El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48</p>	<p>Por otro lado, en base a las observaciones recibidas, se ajustó el plazo de ejecución de la obra completa a los 54 meses solicitados para la línea de transmisión, de modo que se entiende por atendido ese punto.</p> <p>Finalmente, en cuanto a lo indicado respecto de los beneficios que se obtendrían para el sistema como consecuencia de la descarga del transformador ATMT de S/E La Portada, los análisis muestran que la diferencia de 6 meses solicitada no resultaría gravitante como para generar la separación de las obras entre línea y subestación, lo que, por su parte, podría significar un eventual riesgo respecto de los incentivos que enfrente el adjudicatario de las obras a acotar sus esfuerzos para efectos de poner en servicio la línea de transmisión, lo que no resulta deseable.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.”	
18-12	4.2.4 Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles	Respecto al proyecto “Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles”, hacemos hincapié en la importancia de establecer la entrada en operación por etapas, considerando los beneficios que se generan con entrada en operación de cada grupo de obras. En el caso de este proyecto, sugerimos una primera etapa asociada a la entrada en operación de las obras S/E Caracoles y la línea de 220 kV Caracoles – Liqcau, las cuales permiten dar seguridad al abastecimiento ante contingencias, y una segunda etapa asociada a la entrada en operación de la línea 110 kV Caracoles – Guardiamarina, considerando que con esta última obra se logra seguridad al abastecimiento de los consumos en S/E Guardiamarina. Respecto a este último proyecto, considerando la dificultad constructiva que tendrá construir esta nueva línea y llegar por los cerros a la S/E Guardiamarina, sugerimos también un aumento de plazo a 54 meses, en atención a lo señalado en la Observación N°5.	Se solicita que en el título 4.2.4.2 Entrada en Operación del proyecto “Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV” Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles” se establezca una entrada en operación por etapas, de acuerdo a lo siguiente “La etapa del proyecto asociada a la construcción de la subestación Caracoles y a la nueva línea 2x220 kV Caracoles – Liqcau deberá ser construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. La etapa del proyecto asociada a la construcción de la nueva línea 2x110 kV Caracoles – Guardiamarina deberá ser	Se acoge parcialmente la observación. En primer lugar, cabe señalar que la regulación vigente no permite la entrada en operación de obras de expansión por etapas, por lo que no resulta factible acceder a lo solicitado. Por otro lado, en base a las observaciones recibidas, se ajustó el plazo de ejecución de la obra completa a los 54 meses solicitados para la línea de transmisión, de modo que se entiende por atendido ese punto. Finalmente, en cuanto a lo indicado respecto de los beneficios que se obtendrían por efectos de la mejora en seguridad de servicio para la zona, la diferencia de 6 meses solicitada no resultaría gravitante como para generar la separación de las obras entre línea y subestación, lo que, por su parte, podría significar un eventual riesgo respecto de los incentivos que enfrente el adjudicatario de las obras a acotar sus esfuerzos para efectos de poner en servicio la línea de transmisión, lo que no resulta deseable.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.</p> <p>El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.”</p>	
18-13	4.2.6 Nueva S/E El Peral, seccionamiento línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas	Respecto al proyecto “Nueva S/E El Peral, seccionamiento línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas”, hacemos hincapié en la importancia de establecer la entrada en operación por etapas, considerando los beneficios que se generan con entrada en operación de cada grupo de obras. En el caso de este proyecto, sugerimos una primera etapa asociada a la entrada en operación de las obras S/E El Peral y el seccionamiento de la línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas, las cuales permiten dar suficiencia al abastecimiento de la comuna de Puente Alto al reducir la carga de los	<p>Se solicita que en el título 4.2.6.2 Entrada en Operación del proyecto “Nueva S/E El Peral, seccionamiento línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas” se establezca una entrada en operación por etapas, de acuerdo a lo siguiente:</p> <p>“La etapa del proyecto asociada a la construcción de la subestación El Peral y el seccionamiento de la</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En primer lugar, cabe señalar que la regulación vigente no permite la entrada en operación de obras de expansión por etapas, por lo que no resulta factible acceder a lo solicitado. Por otro lado, en base a las observaciones recibidas, se ajustó el plazo de ejecución de la obra completa a los 54 meses solicitados para la línea de transmisión, de modo que se entiende por atendido ese punto. Finalmente, en cuanto a lo indicado respecto de los beneficios que se obtendrían para el sistema como consecuencia de la descarga del</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>transformadores AT/MT de las SS/EE Puente Alto y Santa Rosa Sur. Finalmente, proponemos reconocer una segunda etapa asociada a la entrada en operación de la normalización de la línea 1x110 kV Tap Vizcachas – Puente Alto. Respecto a este último proyecto, sugerimos también un aumento de plazo a 54 meses, en atención a lo señalado en la Observación N°6.</p>	<p>línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas deberá ser construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.</p> <p>La etapa del proyecto asociada a la construcción normalización de la línea 1x110 kV Tap Vizcachas – Puente Alto deberá ser construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.</p> <p>El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.”</p>	<p>transformadores ATMT de las SS/EE Puente Alto y Santa Rosa Sur, los análisis muestran que la diferencia de 6 meses solicitada no resultaría gravitante como para generar la separación de las obras entre línea y subestación, lo que, por su parte, podría significar un eventual riesgo respecto de los incentivos que enfrente el adjudicatario de las obras a acotar sus esfuerzos para efectos de poner en servicio la línea de transmisión, lo que no resulta deseable.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
18-14	4.2.7 Nueva S/E El Carmen y nueva línea 2x66 kV Fuentecilla - El Carmen	<p>Respecto al proyecto “Nueva S/E El Carmen y nueva línea 2x66 kV Fuentecilla - El Carmen”, hacemos hincapié en la importancia de establecer la entrada en operación por etapas, considerando los beneficios que se generan con entrada en operación de cada grupo de obras. En el caso de este proyecto, sugerimos una primera etapa asociada a la entrada en operación de las obras S/E El Carmen y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Las Cabras – El Manzano, las cuales permiten dar suficiencia al abastecimiento de la localidad de Las Cabras al reducir la carga de los transformadores AT/MT de las SS/EE Las Cabras y El Manzano. Finalmente, proponemos reconocer una segunda etapa asociada a la energización de la línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen, la cual entrega seguridad al abastecimiento de los mencionados consumos. Respecto a este último proyecto, sugerimos también un aumento de plazo a 54 meses, en atención a lo señalado en la Observación N°7.</p>	<p>Se solicita que en el título 4.2.7.2 Entrada en Operación del proyecto “Nueva S/E El Carmen y nueva línea 2x66 kV Fuentecilla - El Carmen” se establezca una entrada en operación por etapas, de acuerdo a lo siguiente:</p> <p>“La etapa del proyecto asociada a la construcción de la subestación El Carmen y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Las Cabras – El Manzano deberá ser construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.</p> <p>La etapa del proyecto asociada a la energización de la nueva línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen deberá ser construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En primer lugar, cabe señalar que la regulación vigente no permite la entrada en operación de obras de expansión por etapas, por lo que no resulta factible acceder a lo solicitado. Por otro lado, en base a las observaciones recibidas, se ajustó el plazo de ejecución de la obra asociada a la línea de transmisión, de modo que se entiende por atendido ese punto. Finalmente, en cuanto a lo indicado respecto de los beneficios que se obtendrían para el sistema como consecuencia de la descarga del transformadores ATMT de las SS/EE Las Cabras y El Manzano, los análisis muestran que sí resulta pertinente la incorporación lo antes posible de la obra asociada a la subestación, de modo que se separan en obras distintas con sus respectivos plazos de ejecución y valorización referencial.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>96° de la Ley.</p> <p>El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.”</p>	
18-15	General	<p>Según lo indicado en la sección N° 11.1.6 “Estimación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (C.O.M.A.)” del Anexo N° 2 del ITP “Metodología de Valorización de los Proyectos”, el C.O.M.A. referencial establecido para las Obras de Expansión, se calcula de la siguiente forma:</p> <p>“...Para la estimación del C.O.M.A. se han utilizado valores porcentuales respecto del valor total de inversión, de instalaciones similares valorizadas en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019”.</p> <p>Lo anterior se ve reflejado en los valores indicados en los subtítulos “Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales” de cada</p>	<p>Se solicita modificar el C.O.M.A. referencial de las Obras de Expansión de acuerdo con los siguientes valores:</p> <p>Ver Figura 9.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien esta Comisión concuerda con el fondo de la observación, considera pertinente realizar una revisión más profunda de los criterios y valores que se deben considerar para efectos de implementar adecuadamente una modificación metodológica como la solicitada, en particular, para efectos de resguardar la consistencia con el proceso de valorización de la transmisión y la respectiva remuneración de las instalaciones. En tal sentido, esta Comisión iniciará un proceso de revisión de los criterios utilizados para efectos de determinar el COMA referencial de las distintas obras que se incorporen en los siguientes planes de expansión, lo que se espera se vea reflejado en el siguiente proceso de expansión de la transmisión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>obra de expansión, estableciendo que dicho C.O.M.A. corresponde al 1,6% del V.I. referencial, porcentaje que corresponde a la proporción del C.O.M.A. total respecto del V.I. total del proceso tarifario antes mencionado.</p> <p>Esta definición va en consecuencia a lo señalado en el artículo 90 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el cual menciona que "... la Comisión realizará una estimación del V.I. y del C.O.M.A. de cada uno de dichos proyectos. Para estos efectos, la Comisión podrá considerar precios de elementos de equipamientos, precios de materiales y mano de obra u otros costos asociados que se hayan utilizado en procesos de planificación anteriores, estudios de valorización vigentes, resultados de procesos de licitación de transmisión anteriores, entre otros."</p> <p>Considerando que con fecha 20 de julio de 2016 se publicó la Ley N°20.936 que Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y por consecuencia, el 19 de enero de 2023 se publicó el Informe Técnico Definitivo de Valorización de los Sistemas de Transmisión Cuadrienio 2020 – 2023, que da origen al Decreto Supremo 7T que Fija valor anual de las instalaciones de</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>transmisión nacional, zonal y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, decreto actualmente vigente, se obtiene que las proporciones entre C.O.M.A. y V.I. de los sistemas son distintas al 1,6% utilizado en el presente plan de expansión. Dichas proporciones representan de mejor manera los costos de operación, mantenimiento y administración de los sistemas y distingue las características propias, funcionales y geográficas de los sistemas de transmisión, y corresponden a valores que actualmente se están reconociendo en la tarificación de los sistemas.</p> <p>Ver Figura 8.</p> <p>Tabla 1: Resultados del Informe Técnico Definitivo de la valorización de la transmisión</p> <p>Adicionalmente, de acuerdo al Artículo 49 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración del Sistema de Transmisión, el C.O.M.A. de las instalaciones de transmisión se determinará conforme a lo siguiente: “c. El C.O.M.A. que corresponda aplicar a las Obras de Ampliación durante el periodo que medie entre su fecha de entrada en operación y el siguiente proceso de valorización de la</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>transmisión, se fijará según lo dispuesto en el artículo 96° de la Ley. Al respecto, para la determinación del C.O.M.A. vigente durante el periodo antes referido, la Comisión utilizará la relación del C.O.M.A. referencial sobre el respectivo V.I. referencial utilizado en el proceso de licitación”</p> <p>Es decir, no es menor el porcentaje o proporción que se considera del C.O.M.A. sobre el V.I. en el plan de expansión, ya que será dicho proceso el que dará las señales y lineamientos para el proceso de licitación del Coordinador.</p> <p>Por todo lo expuesto anteriormente, se solicita considerar las prorratas antes indicadas en el cálculo del C.O.M.A. de las obras del presente plan de expansión.</p>		
18-16	<p>3.1.4 Ampliación en S/E Nogales 220 kV(IM)</p> <p>3.1.4.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales</p>	<p>Según lo indicado en la sección N° 11.1.6 “Estimación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (C.O.M.A.)” del Anexo N° 2 del ITP “Metodología de Valorización de los Proyectos”, el C.O.M.A. referencial establecido para las Obras de Expansión, se calcula de la siguiente forma:</p> <p>“...Para la estimación del C.O.M.A. se han utilizado valores porcentuales respecto del valor total de inversión, de instalaciones similares valorizadas en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del</p>	<p>Se solicita modificar la proporción del C.O.M.A. referencial respecto del V.I. referencial de la obra “Ampliación en S/E el carmen 220 kV (IM)” considerando el sistema al que pertenece.</p> <p>Por consecuencia se solicita reemplazar el segundo párrafo del numeral 3.1.4.3 por lo siguiente:</p>	Ver respuesta a la observación 18-15.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019”.</p> <p>Lo anterior se ve reflejado en los valores indicados en los subtítulos “Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales” de cada obra de expansión, estableciendo que dicho C.O.M.A. corresponde al 1,6% del V.I. referencial, porcentaje que corresponde a la proporción del C.O.M.A. total respecto del V.I. total del proceso tarifario antes mencionado.</p> <p>Esta definición va en consecuencia a lo señalado en el artículo 90 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el cual menciona que “... la Comisión realizará una estimación del V.I. y del C.O.M.A. de cada uno de dichos proyectos. Para estos efectos, la Comisión podrá considerar precios de elementos de equipamientos, precios de materiales y mano de obra u otros costos asociados que se hayan utilizado en procesos de planificación anteriores, estudios de valorización vigentes, resultados de procesos de licitación de transmisión anteriores, entre otros.”</p> <p>Considerando que con fecha 20 de julio de 2016 se publicó la Ley N°20.936 que Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un</p>	<p>El C.O.M.A. referencial se establece en 41.548 37.138 dólares (1,79 1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y por consecuencia, el 19 de enero de 2023 se publicó el Informe Técnico Definitivo de Valorización de los Sistemas de Transmisión Cuadrienio 2020 – 2023, que da origen al Decreto Supremo 7T que Fija valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, decreto actualmente vigente, se obtiene que las proporciones entre C.O.M.A. y V.I. de los sistemas son distintas al 1,6% utilizado en el presente plan de expansión. Dichas proporciones representan de mejor manera los costos de operación, mantenimiento y administración de los sistemas y distingue las características propias, funcionales y geográficas de los sistemas de transmisión, y corresponden a valores que actualmente se están reconociendo en la tarificación de los sistemas.</p> <p>Ver Figura 10.</p> <p>Tabla 1: Resultados del Informe Técnico Definitivo de la valorización de la transmisión</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Adicionalmente, de acuerdo al Artículo 49 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración del Sistema de Transmisión, el C.O.M.A. de las instalaciones de transmisión se determinará conforme a lo siguiente:</p> <p>“c. El C.O.M.A. que corresponda aplicar a las Obras de Ampliación durante el periodo que medie entre su fecha de entrada en operación y el siguiente proceso de valorización de la transmisión, se fijará según lo dispuesto en el artículo 96° de la Ley. Al respecto, para la determinación del C.O.M.A. vigente durante el periodo antes referido, la Comisión utilizará la relación del C.O.M.A. referencial sobre el respectivo V.I. referencial utilizado en el proceso de licitación”</p> <p>Es decir, no es menor el porcentaje o proporción que se considera del C.O.M.A. sobre el V.I. en el plan de expansión, ya que será dicho proceso el que dará las señales y lineamientos para el proceso de licitación del Coordinador.</p> <p>Por todo lo expuesto anteriormente, se solicita considerar las prorratas antes indicadas en el cálculo del C.O.M.A. de las obras del presente plan de expansión.</p>		
18-17	3.1.5 Aumento de capacidad y tendido de	Según lo indicado en la sección N° 11.1.6 “Estimación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (C.O.M.A.)” del	Se solicita modificar la proporción del C.O.M.A. referencial respecto del V.I.	Ver respuesta a la observación 18-15.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui</p> <p>3.1.5.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales</p>	<p>Anexo N° 2 del ITP “Metodología de Valorización de los Proyectos”, el C.O.M.A. referencial establecido para las Obras de Expansión, se calcula de la siguiente forma:</p> <p>“...Para la estimación del C.O.M.A. se han utilizado valores porcentuales respecto del valor total de inversión, de instalaciones similares valorizadas en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019”.</p> <p>Lo anterior se ve reflejado en los valores indicados en los subtítulos “Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales” de cada obra de expansión, estableciendo que dicho C.O.M.A. corresponde al 1,6% del V.I. referencial, porcentaje que corresponde a la proporción del C.O.M.A. total respecto del V.I. total del proceso tarifario antes mencionado.</p> <p>Esta definición va en consecuencia a lo señalado en el artículo 90 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el cual menciona que “... la Comisión realizará una estimación del V.I. y del C.O.M.A. de cada uno de dichos proyectos. Para estos efectos, la Comisión podrá considerar</p>	<p>referencial de la obra “Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui” considerando el sistema al que pertenece.</p> <p>Por consecuencia se solicita reemplazar el segundo párrafo del numeral 3.1.5.3 por lo siguiente:</p> <p>El C.O.M.A. referencial se establece en 636.314 568.773 dólares (1,79 1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>precios de elementos de equipamientos, precios de materiales y mano de obra u otros costos asociados que se hayan utilizado en procesos de planificación anteriores, estudios de valorización vigentes, resultados de procesos de licitación de transmisión anteriores, entre otros.”</p> <p>Considerando que con fecha 20 de julio de 2016 se publicó la Ley N°20.936 que Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y por consecuencia, el 19 de enero de 2023 se publicó el Informe Técnico Definitivo de Valorización de los Sistemas de Transmisión Cuadrienio 2020 – 2023, que da origen al Decreto Supremo 7T que Fija valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, decreto actualmente vigente, se obtiene que las proporciones entre C.O.M.A. y V.I. de los sistemas son distintas al 1,6% utilizado en el presente plan de expansión. Dichas proporciones representan de mejor manera los costos de operación, mantenimiento y administración de los sistemas y distingue las características propias, funcionales y geográficas de los sistemas de transmisión, y corresponden a valores que actualmente se están</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>reconociendo en la tarificación de los sistemas.</p> <p>Ver Figura 11. Tabla 1: Resultados del Informe Técnico Definitivo de la valorización de la transmisión</p> <p>Adicionalmente, de acuerdo al Artículo 49 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración del Sistema de Transmisión, el C.O.M.A. de las instalaciones de transmisión se determinará conforme a lo siguiente: “c. El C.O.M.A. que corresponda aplicar a las Obras de Ampliación durante el periodo que medie entre su fecha de entrada en operación y el siguiente proceso de valorización de la transmisión, se fijará según lo dispuesto en el artículo 96° de la Ley. Al respecto, para la determinación del C.O.M.A. vigente durante el periodo antes referido, la Comisión utilizará la relación del C.O.M.A. referencial sobre el respectivo V.I. referencial utilizado en el proceso de licitación” Es decir, no es menor el porcentaje o proporción que se considera del C.O.M.A. sobre el V.I. en el plan de expansión, ya que será dicho proceso el que dará las señales y lineamientos para el proceso de licitación del Coordinador.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por todo lo expuesto anteriormente, se solicita considerar las prorratas antes indicadas en el cálculo del C.O.M.A. de las obras del presente plan de expansión.</p>		
18-18	<p>4.1.5 Extensión de Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles</p> <p>4.1.5.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales</p>	<p>Según lo indicado en la sección N° 11.1.6 “Estimación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (C.O.M.A.)” del Anexo N° 2 del ITP “Metodología de Valorización de los Proyectos”, el C.O.M.A. referencial establecido para las Obras de Expansión, se calcula de la siguiente forma:</p> <p>“...Para la estimación del C.O.M.A. se han utilizado valores porcentuales respecto del valor total de inversión, de instalaciones similares valorizadas en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019”.</p> <p>Lo anterior se ve reflejado en los valores indicados en los subtítulos “Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales” de cada obra de expansión, estableciendo que dicho C.O.M.A. corresponde al 1,6% del V.I. referencial, porcentaje que corresponde a la proporción del C.O.M.A. total respecto del V.I. total del proceso tarifario antes mencionado.</p>	<p>Se solicita modificar la proporción del C.O.M.A. referencial respecto del V.I. referencial de la obra “Extensión de Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles” considerando el sistema al que pertenece.</p> <p>Por consecuencia se solicita reemplazar el segundo párrafo del numeral 4.1.5.3 por lo siguiente:</p> <p>El C.O.M.A. referencial se establece en 442.019 110.678 dólares (6,39 1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	Ver respuesta a la observación 18-15.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Esta definición va en consecuencia a lo señalado en el artículo 90 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el cual menciona que "... la Comisión realizará una estimación del V.I. y del C.O.M.A. de cada uno de dichos proyectos. Para estos efectos, la Comisión podrá considerar precios de elementos de equipamientos, precios de materiales y mano de obra u otros costos asociados que se hayan utilizado en procesos de planificación anteriores, estudios de valorización vigentes, resultados de procesos de licitación de transmisión anteriores, entre otros."</p> <p>Considerando que con fecha 20 de julio de 2016 se publicó la Ley N°20.936 que Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y por consecuencia, el 19 de enero de 2023 se publicó el Informe Técnico Definitivo de Valorización de los Sistemas de Transmisión Cuadrienio 2020 – 2023, que da origen al Decreto Supremo 7T que Fija valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, decreto actualmente vigente, se obtiene que las proporciones entre C.O.M.A. y V.I. de los sistemas son distintas al 1,6% utilizado en el</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>presente plan de expansión. Dichas proporciones representan de mejor manera los costos de operación, mantenimiento y administración de los sistemas y distingue las características propias, funcionales y geográficas de los sistemas de transmisión, y corresponden a valores que actualmente se están reconociendo en la tarificación de los sistemas.</p> <p>Ver Figura 12.</p> <p>Tabla 1: Resultados del Informe Técnico Definitivo de la valorización de la transmisión</p> <p>Adicionalmente, de acuerdo al Artículo 49 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración del Sistema de Transmisión, el C.O.M.A. de las instalaciones de transmisión se determinará conforme a lo siguiente: “c. El C.O.M.A. que corresponda aplicar a las Obras de Ampliación durante el periodo que medie entre su fecha de entrada en operación y el siguiente proceso de valorización de la transmisión, se fijará según lo dispuesto en el artículo 96° de la Ley. Al respecto, para la determinación del C.O.M.A. vigente durante el periodo antes referido, la Comisión utilizará la relación del C.O.M.A. referencial sobre el</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>respectivo V.I. referencial utilizado en el proceso de licitación” Es decir, no es menor el porcentaje o proporción que se considera del C.O.M.A. sobre el V.I. en el plan de expansión, ya que será dicho proceso el que dará las señales y lineamientos para el proceso de licitación del Coordinador.</p> <p>Por todo lo expuesto anteriormente, se solicita considerar las prorratas antes indicadas en el cálculo del C.O.M.A. de las obras del presente plan de expansión.</p>		
18-19	<p>4.1.6 Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (BS)</p> <p>4.1.6.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales</p>	<p>Según lo indicado en la sección N° 11.1.6 “Estimación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (C.O.M.A.)” del Anexo N° 2 del ITP “Metodología de Valorización de los Proyectos”, el C.O.M.A. referencial establecido para las Obras de Expansión, se calcula de la siguiente forma:</p> <p>“...Para la estimación del C.O.M.A. se han utilizado valores porcentuales respecto del valor total de inversión, de instalaciones similares valorizadas en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019”.</p> <p>Lo anterior se ve reflejado en los valores indicados en los subtítulos “Valor de inversión</p>	<p>Se solicita modificar la proporción del C.O.M.A. referencial respecto del V.I. referencial de la obra “Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (BS)” considerando el sistema al que pertenece.</p> <p>Por consecuencia se solicita reemplazar el segundo párrafo del numeral 4.1.6.3 por lo siguiente:</p> <p>El C.O.M.A. referencial se establece en 171.769 43.009 dólares (6,39 1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	Ver respuesta a la observación 18-15.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales” de cada obra de expansión, estableciendo que dicho C.O.M.A. corresponde al 1,6% del V.I. referencial, porcentaje que corresponde a la proporción del C.O.M.A. total respecto del V.I. total del proceso tarifario antes mencionado.</p> <p>Esta definición va en consecuencia a lo señalado en el artículo 90 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el cual menciona que “... la Comisión realizará una estimación del V.I. y del C.O.M.A. de cada uno de dichos proyectos. Para estos efectos, la Comisión podrá considerar precios de elementos de equipamientos, precios de materiales y mano de obra u otros costos asociados que se hayan utilizado en procesos de planificación anteriores, estudios de valorización vigentes, resultados de procesos de licitación de transmisión anteriores, entre otros.”</p> <p>Considerando que con fecha 20 de julio de 2016 se publicó la Ley N°20.936 que Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y por consecuencia, el 19 de enero de 2023 se publicó el Informe Técnico Definitivo de Valorización de los Sistemas de Transmisión Cuadrienio 2020 –</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2023, que da origen al Decreto Supremo 7T que Fija valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, decreto actualmente vigente, se obtiene que las proporciones entre C.O.M.A. y V.I. de los sistemas son distintas al 1,6% utilizado en el presente plan de expansión. Dichas proporciones representan de mejor manera los costos de operación, mantenimiento y administración de los sistemas y distingue las características propias, funcionales y geográficas de los sistemas de transmisión, y corresponden a valores que actualmente se están reconociendo en la tarificación de los sistemas.</p> <p>Ver Figura 13.</p> <p>Tabla 1: Resultados del Informe Técnico Definitivo de la valorización de la transmisión</p> <p>Adicionalmente, de acuerdo al Artículo 49 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración del Sistema de Transmisión, el C.O.M.A. de las instalaciones de transmisión se determinará conforme a lo siguiente: “c. El C.O.M.A. que corresponda aplicar a las Obras de Ampliación durante el periodo que</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>medie entre su fecha de entrada en operación y el siguiente proceso de valorización de la transmisión, se fijará según lo dispuesto en el artículo 96° de la Ley. Al respecto, para la determinación del C.O.M.A. vigente durante el periodo antes referido, la Comisión utilizará la relación del C.O.M.A. referencial sobre el respectivo V.I. referencial utilizado en el proceso de licitación”</p> <p>Es decir, no es menor el porcentaje o proporción que se considera del C.O.M.A. sobre el V.I. en el plan de expansión, ya que será dicho proceso el que dará las señales y lineamientos para el proceso de licitación del Coordinador.</p> <p>Por todo lo expuesto anteriormente, se solicita considerar las prorratas antes indicadas en el cálculo del C.O.M.A. de las obras del presente plan de expansión.</p>		
18-20	<p>4.1.10 Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Los Molles – Ovalle</p> <p>4.1.10.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento</p>	<p>Según lo indicado en la sección N° 11.1.6 “Estimación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (C.O.M.A.)” del Anexo N° 2 del ITP “Metodología de Valorización de los Proyectos”, el C.O.M.A. referencial establecido para las Obras de Expansión, se calcula de la siguiente forma:</p> <p>“...Para la estimación del C.O.M.A. se han utilizado valores porcentuales respecto del valor total de inversión, de instalaciones similares</p>	<p>Se solicita modificar la proporción del C.O.M.A. referencial respecto del V.I. referencial de la obra “Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Los Molles – Ovalle” considerando el sistema al que pertenece.</p> <p>Por consecuencia se solicita reemplazar el segundo párrafo</p>	<p>Ver respuesta a la observación 18-15.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, es del caso indicar que la obra en cuestión fue eliminada del presente proceso de expansión de la transmisión, de acuerdo con lo señalado en la respuesta a la observación 20-14.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	y administración (C.O.M.A.) referenciales	<p>valorizadas en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019”.</p> <p>Lo anterior se ve reflejado en los valores indicados en los subtítulos “Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales” de cada obra de expansión, estableciendo que dicho C.O.M.A. corresponde al 1,6% del V.I. referencial, porcentaje que corresponde a la proporción del C.O.M.A. total respecto del V.I. total del proceso tarifario antes mencionado.</p> <p>Esta definición va en consecuencia a lo señalado en el artículo 90 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el cual menciona que “... la Comisión realizará una estimación del V.I. y del C.O.M.A. de cada uno de dichos proyectos. Para estos efectos, la Comisión podrá considerar precios de elementos de equipamientos, precios de materiales y mano de obra u otros costos asociados que se hayan utilizado en procesos de planificación anteriores, estudios de valorización vigentes, resultados de procesos de licitación de transmisión anteriores, entre otros.”</p> <p>Considerando que con fecha 20 de julio de 2016</p>	<p>del numeral 4.1.10.3 por lo siguiente:</p> <p>El C.O.M.A. referencial se establece en 183.359 65.927 dólares (4,45 1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>se publicó la Ley N°20.936 que Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y por consecuencia, el 19 de enero de 2023 se publicó el Informe Técnico Definitivo de Valorización de los Sistemas de Transmisión Cuadrienio 2020 – 2023, que da origen al Decreto Supremo 7T que Fija valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, decreto actualmente vigente, se obtiene que las proporciones entre C.O.M.A. y V.I. de los sistemas son distintas al 1,6% utilizado en el presente plan de expansión. Dichas proporciones representan de mejor manera los costos de operación, mantenimiento y administración de los sistemas y distingue las características propias, funcionales y geográficas de los sistemas de transmisión, y corresponden a valores que actualmente se están reconociendo en la tarificación de los sistemas.</p> <p>Ver Figura 14.</p> <p>Tabla 1: Resultados del Informe Técnico Definitivo de la valorización de la transmisión</p> <p>Adicionalmente, de acuerdo al Artículo 49 del</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración del Sistema de Transmisión, el C.O.M.A. de las instalaciones de transmisión se determinará conforme a lo siguiente:</p> <p>“c. El C.O.M.A. que corresponda aplicar a las Obras de Ampliación durante el periodo que medie entre su fecha de entrada en operación y el siguiente proceso de valorización de la transmisión, se fijará según lo dispuesto en el artículo 96° de la Ley. Al respecto, para la determinación del C.O.M.A. vigente durante el periodo antes referido, la Comisión utilizará la relación del C.O.M.A. referencial sobre el respectivo V.I. referencial utilizado en el proceso de licitación”</p> <p>Es decir, no es menor el porcentaje o proporción que se considera del C.O.M.A. sobre el V.I. en el plan de expansión, ya que será dicho proceso el que dará las señales y lineamientos para el proceso de licitación del Coordinador.</p> <p>Por todo lo expuesto anteriormente, se solicita considerar las prorratas antes indicadas en el cálculo del C.O.M.A. de las obras del presente plan de expansión.</p>		
18-21	3.1.8 Ampliación Sistema de Control de Flujo mediante	En relación a la descripción general y ubicación de la obra, es necesario precisar tanto en el primer párrafo como en el segundo, que la acción de control de flujo de potencia que se	Se solicita que en la sección 3.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra se incorpore lo destacado en negrita a	Se acoge parcialmente la observación. Si bien se acoge la observación, en términos del fondo, la obra en cuestión ha sido eliminada del

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre	<p>hará coordinada entre los almacenamientos de SS/EE Lo Aguirre y Ciruelos será sobre la potencia activa. El control de tensión, realizado mediante la inyección o retiro de potencia reactiva se realiza de manera local y no coordinada.</p> <p>Asimismo, con el fin de que el proceso licitatorio asociado a esta obra permita diseños variados en términos de solución de capacidad, pero que de igual modo resuelvan la problemática planteada, se solicita que se considere que la capacidad establecida para el equipamiento de 150 MVA/37,5 MWh sea una capacidad mínima requerida y no una estricta requerida (solicitar “al menos 37,5 MWh”).</p> <p>Por todo lo anterior, se precisa en la descripción lo indicado incorporando y eliminando lo que corresponde, según lo explicitado a continuación.</p>	<p>continuación:</p> <p>“...El proyecto consiste en la ampliación de la obra denominada “Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”, del Plan de Expansión 2021 fijada en el Decreto 257/2022, mediante el desarrollo de un nuevo terminal en S/E Ciruelos, con el objetivo de aumentar la capacidad de transferencia de los corredores que conectan las subestaciones Lo Aguirre y Ciruelos a través del control del flujo de potencia activa mediante la acción coordinada de equipos de almacenamiento.</p> <p>Se considera la instalación de equipamiento de almacenamiento de al menos 150 MVA/37.5MWh en S/E Ciruelos, que considere la posibilidad de realizar control de tensión. de manera coordinada con el almacenamiento en S/E Lo Aguirre, mediante el intercambio</p>	<p>presente plan de expansión. Para mayor detalle, revisar respuesta a observación 11-09.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			de potencia reactiva (inyección u absorción, según corresponda). Asimismo, este equipamiento deberá ser diseñado y dimensionado para una operación de, al menos, 10 veces al año. ...”	
18-22	3.1.8 Ampliación Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre	<p>En relación a las características técnicas que debe incorporar este tercer terminal BESS, es importante explicitar los siguientes puntos en la descripción del proyecto:</p> <p>El sistema de control encargado del monitoreo de fallas y flujos en los tramos de transmisión entre Lo Aguirre y Ciruelos debe ser tecnológicamente compatible e integrable al sistema CCS (Centralized Control System) del proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”, de forma de asegurar una operación conjunta de los tres terminales, sin que el proyecto de ampliación signifique un desmedro al desempeño del proyecto original. En ese sentido, sería ideal que el suministrador o integrador del sistema de control del proyecto original sea quien se encargue de realizar la misma tarea en el caso de la ampliación. Los equipos que componen el BESS (módulos de baterías, PCS, EMS) deben ser compatibles con las características técnicas del proyecto original,</p>	<p>Se solicita que en la sección 3.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra se incorpore lo destacado en negrita a continuación:</p> <p>“...El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. Además, el diseño del proyecto debe incorporar la posibilidad de ampliar la capacidad del BESS hasta los 450 MVA, contemplando la reserva de espacios y posiciones de</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Si bien se acoge la observación, en términos del fondo, la obra en cuestión ha sido eliminada del presente plan de expansión. Para mayor detalle, revisar respuesta a observación 11-09.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>tales como confiabilidad, eficiencia, tasas de respuesta, etc., de forma de garantizar el adecuado funcionamiento de los 3 terminales operando en conjunto.</p> <p>El diseño del proyecto debe contemplar la posibilidad de ampliar la capacidad del tercer terminal, habida cuenta que sería posible (al menos teóricamente) poder llegar a cerca de 400 MVA de aumento de capacidad una vez que se concrete el proyecto de ampliación de la línea Cautín – Ciruelos 220 kV.</p>	<p>conexión necesarias para dicho fin.</p> <p>El proyecto debe contemplar un sistema de control tecnológicamente compatible e integrable al sistema CCS de la obra “Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”, de forma de asegurar una operación conjunta de los tres terminales, sin que el proyecto de ampliación signifique un desmedro al desempeño del proyecto original. Igualmente, los equipos que componen el BESS (módulos de baterías, PCS, EMS, etc.) deben ser compatibles con las características técnicas y de desempeño del proyecto original, tales como confiabilidad, eficiencia, tasas de respuesta, etc., de forma de garantizar el adecuado funcionamiento de los 3 terminales operando en conjunto.</p> <p>En las respectivas bases de</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto...”	
18-23	3.2.2 Nuevo Sistema de Control de Flujo para Tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli	<p>En relación a la descripción general y ubicación de la obra, es necesario indicar que la S/E El Laurel presenta limitaciones respecto del espacio y posibilidad de crecimiento para la ubicación de los nuevos equipos FACTS. Lo anterior puede corroborarse en la figura siguiente, la cual da cuenta que la subestación El Laurel se encuentra rodeada de bosque nativo que complica la llegada de nuevas conexiones y de futuras expansiones.</p> <p>Ver Figura 15.</p> <p>Figura 1: Imagen área S/E El Laurel</p>	<p>Se solicita que en la sección 3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra se modifique lo destacado en negrita a continuación:</p> <p>“...El proyecto consiste en la instalación de equipos de control dinámico de flujo de potencia basados en tecnologías tipo FACTS – SSSC modular monofásico (Static Synchronous Series Compensator), TCSC (Thyristor Controlled Series Compensator), UPFC (Unified Power Flow Controller) o equivalente en las subestaciones Cerros de Huichahue y Valdivia El Laurel, con el fin de generar una redistribución de los flujos de potencia que se transmiten a través de las líneas 2x220 kV Ciruelos – Cerros de Huichahue – Nueva Pichirropulli y 2x220 kV Ciruelos – Valdivia – El Laurel –</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis realizados en base a los antecedentes expuestos, así como a lo indicado en la observación, se modifica la descripción de la obra en cuanto a la ubicación de los equipos desde la S/E El Laurel a la S/E Valdivia.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			Nueva Pichirropulli, de manera de permitir un mejor aprovechamiento de las líneas. ...”	
18-24	3.2.2 Nuevo Sistema de Control de Flujo para Tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli	<p>En relación a la descripción general y ubicación de la obra, solicitamos se elimine la frase destacada en negrita a continuación:</p> <p>“... Los equipos deberán ser capaces de compensar (disminuir o aumentar), de manera dinámica, la reactancia serie de los circuitos de las líneas 2x220 kV Ciruelos – Cerros de Huichahue en, a lo menos, un 50%, y 2x220 kV El Laurel – Nueva Pichirropulli en, a lo menos, un 45%, o generar un efecto equivalente...”</p> <p>Lo anterior tiene relación con que se podría dar para confusión el concepto de “dinámica”, el cual se podría entender como sinónimo de “variable”, pero también podría ser entendida como una compensación cuya variación se produce como respuesta ante una falla, lo cual no es estrictamente necesario (se requiere comprobarlo a través de estudios), dado que la función principal de los equipos es compensar en régimen permanente.</p>	<p>Se solicita eliminar la frase destacada en negrita en la sección 3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra.</p> <p>“... Los equipos deberán ser capaces de compensar (disminuir o aumentar), de manera dinámica, la reactancia serie de los circuitos de las líneas 2x220 kV Ciruelos – Cerros de Huichahue en, a lo menos, un 50%, y 2x220 kV El Laurel – Nueva Pichirropulli en, a lo menos, un 45%, o generar un efecto equivalente...”</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien la principal función de compensación ocurre en régimen permanente, los equipos deben poder modificar su consigna de nivel de compensación con posterioridad a la ocurrencia de alguna perturbación o modificación de las condiciones de operación, de modo que no se considera pertinente la modificación de la descripción en el sentido solicitado.</p>
18-25	3.1.5 Aumento De Capacidad Y Tendido De Segundo Circuito	En relación con la descripción general y alcance de la obra, es necesario indicar y realizar el análisis de la eventual modificación de las transposiciones existentes de la línea debido a la	En el caso de que sea necesario incorporar nueva infraestructura o realizar adecuaciones asociadas a cambios en las transposiciones	<p>No se acoge la observación.</p> <p>A juicio de esta Comisión, lo solicitado corresponde a una materia propia de la etapa</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	De Línea 2x220 Kv Charrúa – Lagunillas Con Seccionamiento En S/E Hualqui	modificación de las especificaciones técnicas de la línea.	del tramo debido a la ejecución de este proyecto, se solicita que estos requisitos sean incluidos dentro de los alcances del mismo.	de elaboración de las respectivas bases de licitación de la obra, por lo que no corresponde una modificación del alcance o descripción de la misma.
18-26	4.1.6 Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (BS)	Se solicita incorporar al propietario Transelec S.A. en la Obra de Ampliación “Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (BS)” por la normalización que se realizará sobre la acometida de la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, incorporando un paño de línea y los equipos correspondientes.	En la Tabla 4-1 Obras de Ampliación del Sistema A y donde corresponda, se solicita incorporar al propietario Transelec S.A. en la Obra de Ampliación “Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (BS)” por la normalización que se realizará sobre la acometida de la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, incorporando un paño de línea y los equipos correspondientes.	Se acoge la observación. Se incorpora a la persona jurídica indicada como propietaria de la acometida de la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, según lo requerido en la observación.
18-27	4.2.1 Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kv Alto Molle — Cóndores	El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación (Alto Molle) con transformación AT/MT y una línea de 110 kV para su conexión a la actual S/E Cóndores. El objetivo de la obra es generar un nuevo punto de abastecimiento a través de alimentadores primarios de distribución con el fin de descargar la transformación AT/MT de la transformación AT/MT de S/E Alto Hospicio. Asimismo, el ITP establece que la S/E Alto Molle debe emplazarse en un radio de 3 km desde la S/E Cóndores, específicamente en el área del semicírculo sur, tal como indica la siguiente figura.	Se solicita reemplazar el proyecto “Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kV Alto Molle — Cóndores” por el proyecto “S/E Seccionadora Nueva Cóndores 220/110/13,8 kV” que consiste en la construcción de una S/E seccionadora de la línea 1x220 kV Cóndores – Tarapacá y que cuenta con transformación 220/110/13,8 kV de al menos 120 MVA, con el fin de abastecer los alimentadores de distribución	No se acoge la observación. Lo solicitado corresponde a una propuesta de obra, la cual no fue entregada a esta Comisión con motivo de la etapa de recepción de propuestas, de modo que no corresponde su evaluación en esta etapa. Asimismo, no se presentan antecedentes que respalden lo señalado en la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Ver Figura 16.</p> <p>Figura 2: Área de emplazamiento propuesta por la CNE</p> <p>Al respecto, dado que el área de emplazamiento propuesta atraviesa parte de la línea 1x220 kV Cóndores – Tarapacá proponemos considerar como proyecto alternativo una nueva S/E que seccione la mencionada línea y cuente con transformación AT/MT de 220/13,8 kV. Esta propuesta presenta dos grandes ventajas.</p> <p>En primer lugar, la construcción de una nueva línea como la que propone el ITP tiene el riesgo de tener invasión de franja en el mediano plazo, considerando que se emplaza en una zona que se encuentra medianamente poblada. Esta invasión de franja tiene baja probabilidad de ocurrencia en la propuesta de Transelec si se considera un emplazamiento de la S/E seccionadora en las cercanías de la línea 220 kV Cóndores – Tarapacá.</p> <p>En segundo lugar, estimamos que la alternativa propuesta por Transelec es más económica que la solución del ITP dado que involucra menos km de línea, menos paños de conexión y no requiere de la obra de ampliación en S/E</p>	<p>y permitir la conexión de la línea de 110 kV desde la futura S/E Huayquique, promovida en el presente ITP.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Cóndores, por lo que tendrá menos impactos sobre la tarifa del cliente final. Estimamos preliminarmente que la alternativa propuesta de nueva subestación seccionadora en 220 kV, con la respectiva transformación 220/110/13,8 kV, tiene un valor de inversión de USD 14 millones, lo cual es más económico que los USD 16,8 millones de la solución propuesta del ITP. A mayor abundamiento, dejamos como referencia el proyecto de S/E Nueva La Negra, que considera un patio 220 kV y 110 kV tiene un VI referencial de 14,7 MUSD, y que incluso contempla seccionamientos de líneas en 110 kV, lo cual excede el alcance de nuestra propuesta (estimación conservadora). Por lo tanto, damos cuenta del ahorro en términos económicos de la alternativa presentada por Transelec.</p>		
18-28	4.2.8 Nueva S/E Cañaverall	<p>De acuerdo a lo indicado en el ITP, la S/E Nueva Cañaverall se deberá emplazar a aproximadamente 1,6 km al noroeste de la subestación Cachapoal, siguiendo el trazado de la línea 2x66 Punta de Cortés – Cachapoal, dentro de un radio de 2 km respecto a ese punto, al norte del río Cachapoal. Al respecto, nuestros análisis indican que existirá mucha complejidad constructiva y por sobre todo obtención de terreno. Estimamos que al considerar un radio a 2,6 km se facilita la construcción de la subestación y se evita en gran medida los problemas indicados anteriormente,</p>	<p>Se solicita establecer un radio de emplazamiento de 2,6 km para la construcción de la Nueva S/E Cañaverall.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El aumento del radio de emplazamiento solicitado incluiría terrenos ubicados al oeste de la carretera H-210, lo que restaría efectividad a la obra respecto su propósito principal, que es abastecer los alimentadores que abastecen a la ciudad de Rancagua.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>ya que la zona poniente del semicírculo superior tiene una mayor disponibilidad en cuanto a terrenos.</p> <p>La figura siguiente ilustra los radios de emplazamiento indicados por la CNE y solicitado por Transelec:</p> <p>Ver Figura 17.</p> <p>Figura 3: radios de emplazamiento indicados por la CNE y solicitado por Transelec</p>		
18-29	4.2.9 Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV Monterrico – Coihueco	<p>La descripción del ITP indica que la Nueva subestación Coihueco se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto de la intersección de las rutas N-39 y N-481 en las cercanías de la localidad de Coihueco en la Región de Ñuble. No obstante, no existe físicamente la intersección de las mencionadas rutas, por lo que no queda claro cuál es la ubicación indicada. Al revisar geográficamente las cercanías de la ciudad de Coihueco, nos percatamos que existe una intersección entre las rutas N-49 y N-481, la cual podría corresponder al punto indicado en el ITP, pero solicitamos confirmar.</p>	<p>Se solicita aclarar o corregir cual es el área de emplazamiento de la Nueva S/E Coihueco.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se ajusta la descripción de la obra en cuanto a la definición de la ubicación de la misma.</p>
18-30	4.2.5 Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau	<p>El objetivo del proyecto en referencia, junto con el resto de las obras del apoyo a Antofagasta, es dar seguridad al abastecimiento de la S/E Esmeralda mediante la incorporación de dos</p>	<p>Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2023 una obra de ampliación que mejore la configuración topológica de S/E</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En atención a las distintas observaciones recibidas respecto de las obras asociadas al</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>enlaces de 220 kV: La línea 220 kV Esmeralda – Caracoles y la línea 220 kV Esmeralda – Liqcau. No obstante, lo anterior, es importante destacar que la configuración de barras de la S/E Esmeralda es de tipo barra simple, por lo que una falla de severidad 9 en la barra de 220 kV deja igualmente sin abastecimiento a la S/E Esmeralda, al desconectarse en cascada las líneas de 220 kV Esmeralda – Caracoles y la línea 220 kV Esmeralda – Liqcau. A mayor abundamiento, de acuerdo al artículo 47 del Anexo Técnico de Diseño, el cual establece las exigencias de confiabilidad para instalaciones del sistema de transmisión de tensión nominal mayor a 200 kV, “En el caso de ampliación de subestaciones, se deberá verificar que la falla de Severidad 9 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias, para lo cual deberán implementarse las correspondientes medidas contra contingencias extremas, previo a la autorización de la conexión”. Luego, dado que la conexión de la nueva línea 220 kV Liqcau – Esmeralda constituye una ampliación de la subestación Esmeralda, aplica la verificación del cumplimiento citado artículo, el cual no se cumple con la configuración topológica actual de S/E Esmeralda.</p>	<p>Esmeralda y de cumplimiento a las exigencias normativas respecto a fallas de Severidad 9.</p>	<p>proyecto de apoyo al abastecimiento de la ciudad de Antofagasta, se incorporan modificaciones al alcance original, incluyendo mejoras en el nivel de confiabilidad de la S/E Esmeralda.</p> <p>Al respecto, resulta importante indicar que, debido a las limitaciones de espacio y la disposición del terreno en donde se emplaza la mencionada instalación, el sólo hecho de incorporar nuevas conexiones a esta lleva a considerar modificaciones importantes en la instalación, concluyéndose que resultaría pertinente considerar la posibilidad de cambiar la actual configuración aislada en aire, a una que considere equipamiento y barras encapsuladas, lo que se deberá definir, en etapas posteriores.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
18-31	4.2.3 Nueva S/E La Chimba y Nueva Línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba	<p>Alternativa N° 1 para el alcance de la obra “Nueva S/E La Chimba”</p> <p>En relación a la obra “Nueva S/E La Chimba y nueva Línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba” se solicita una revisión de la ubicación geográfica propuesta en los alcances y descripción del proyecto, de acuerdo a la alternativa n°1 presentada en el Anexo N°2 y Figura 4 a continuación.</p> <p>Lo anterior se basa en la cercanía a zonas residenciales que tiene el área tentativa de emplazamiento propuesto por la CNE (Anexo N°1), donde se visualizan por el norte crecientes proyectos inmobiliarios, lo que podría poner en jaque la ejecución tanto de la nueva línea en 110 kV desde Mejillones como la construcción de una nueva subestación. En particular, si se realiza un barrido visual por el área propuesta por la CNE, se da cuenta de la complejidad socioambiental y técnica para la llegada de las líneas de transmisión en la S/E La Chimba.</p> <p>En este sentido, al incorporar la obra con esta ubicación se incurre en un alto riesgo de repetir la situación de invasiones del proyecto “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV</p>	Se solicita la reubicación del proyecto “Nueva S/E La Chimba y nueva Línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba”, reubicándolo al menos 6.5 km al norte del actual Tap Off Desalant, siguiendo el trazado de la línea existente 1x110 kv Mejillones – Guardiamarina.	<p>No se acoge esta observación.</p> <p>La modificación solicitada restaría efectividad a la obra respecto su propósito principal, que es descongestionar la S/E La Portada, la cual presenta problemas de cargabilidad superior al 85% al año 2028, por lo tanto, se conservará la ubicación propuesta.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento”.</p> <p>En base a lo anterior, se propone considerar una reubicación de la S/E La Chimba al menos 6.5 km al norte del actual Tap Off Desalant, siguiendo el trazado de la línea existente 1x110 kv Mejillones – Guardiamarina, con el objetivo de reducir los impactos socioambientales. Esta medida busca optimizar la integración del proyecto con su entorno, minimizando su impacto socioambiental.</p> <p>Acorde con este enfoque, se mantiene la propuesta original de la CNE de seccionar la línea “Desalant – La Portada 110 kV”, pero se propone realizarlo mediante un tramo de seccionamiento que utilice la misma franja de la infraestructura ferroviaria existente, de propiedad de Antofagasta Minerals, asegurando así, que el riesgo de invasión de franja se mitigue, ya que el tren se encuentra operativo.</p> <p>Adicionalmente, se ha identificado una ubicación estratégica cerca de la estructura 118 de la línea “1x220 Atacama – Esmeralda”, donde se encuentra un recinto militar, llamado “3era Brigada Acorazada La Concepción”. Esta zona, que se caracteriza por tener un bajo riesgo de invasión de franja, ofrece una solución más sostenible a largo plazo para emplazar la</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>subestación propuesta.</p> <p>Ver Figura 18.</p> <p>Figura 4: Alternativa 1 de solución de ubicación de la S/E La Chimba</p>		
18-32	4.2.3 Nueva S/E La Chimba y Nueva Línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba	<p>Alternativa N° 2 para el alcance de la obra “Nueva S/E La Chimba”</p> <p>En relación con la obra “Nueva S/E La Chimba y nueva Línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba” se solicita una revisión de la ubicación geográfica propuesta en los alcances y descripción del proyecto, de acuerdo a la alternativa n°2 presentada en el Anexo N°3.</p> <p>Lo anterior se basa en la cercanía a zonas residenciales que tiene el área tentativa de emplazamiento propuesto por la CNE (Anexo N°1), donde se visualizan por el norte crecientes proyectos inmobiliarios, lo que podría poner en jaque la ejecución tanto de la nueva línea en 110 kV desde Mejillones como la construcción de una nueva subestación. En particular, si se realiza un barrido visual por el área propuesta por la CNE, se da cuenta de la complejidad socioambiental y técnica para la llegada de las líneas de transmisión en la S/E La Chimba.</p> <p>En este sentido, al incorporar la obra con esta</p>	<p>Se solicita que en la sección 4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra se modifique lo destacado en negrita a continuación:</p> <p>“...La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 3,7 km 2 km respecto de la subestación Desalant, considerando únicamente el sector ubicado hacia el poniente de la Ruta 1...”.</p>	Ver respuesta a la observación 18-31.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>ubicación se incurre en un alto riesgo de repetir la situación de invasiones del proyecto "Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento".</p> <p>Esta modificación contribuye a mitigar los posibles riesgos socioambientales asociados con la instalación de líneas que se conectarían a la "Nueva S/E La Chimba", seleccionando para ello ubicaciones que, hasta la fecha, no presentan peligro de invasión de franja.</p> <p>Acorde con este enfoque, se mantiene la propuesta original de la CNE de seccionar la línea "Desalant – La Portada 110 kV", pero se propone realizarlo mediante un tramo de seccionamiento que utilice la misma franja de la infraestructura ferroviaria existente, de propiedad de Antofagasta Minerals, asegurando así, que el riesgo de invasión de franja se mitigue, ya que el tren se encuentra operativo.</p>		
18-33	4.2.3 Nueva S/E La Chimba y Nueva Línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba	<p>Alternativa N° 3 para el alcance de la obra "Nueva S/E La Chimba"</p> <p>Con relación a la obra "Nueva S/E La Chimba y nueva Línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba" se solicita una revisión del alcance del proyecto, de acuerdo a la Alternativa N°3 presentada en el</p>	<p>En caso de que la CNE decida mantener la ubicación y área de la S/E La Chimba, se solicita que la llegada de las líneas que se conecten a la "Nueva S/E La Chimba" se haga mediante solución subterránea.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo con lo señalado en la observación, se ajusta la valorización referencial de la obra, manteniendo la descripción, en el entendido de que no parece pertinente restringir a priori las</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Anexo N°4.</p> <p>Lo anterior se basa en la cercanía a zonas residenciales que tiene el área tentativa de emplazamiento propuesto por la CNE (Anexo N°1), donde se visualizan por el norte crecientes proyectos inmobiliarios, lo que podría poner en jaque la ejecución tanto de la nueva línea en 110 kV desde Mejillones como la construcción de una nueva subestación. En particular, si se realiza un barrido visual por el área propuesta por la CNE, se da cuenta de la complejidad socioambiental y técnica para la llegada de las líneas de transmisión en la S/E La Chimba.</p> <p>La solicitud específica es incluir el soterramiento de la llegada de las líneas que alimentarían la nueva subestación La Chimba. El área propuesta para el inicio del soterramiento de las líneas que se conectarán a la "Nueva S/E La Chimba" se encuentra detallada en color celeste en el Anexo N°4 .</p> <p>Este enfoque busca la integración armónica del proyecto con el medio ambiente y la comunidad local. La implementación de líneas subterráneas es una medida para mitigar los posibles efectos negativos sobre el paisaje y las comunidades cercanas, manteniendo la funcionalidad y objetivo del proyecto.</p>		<p>alternativas de solución que puedan definirse en el proceso de licitación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
18-34	4.1 Obras de Ampliación Sistema A	<p>Respecto del alcance de la obra indicada, la descripción de la obra señala que la línea 220 kV Atacama – Esmeralda será desconectada de la "S/E Atacama" sin mayor detalle sobre su desmantelamiento o retiro. Sin embargo, se requiere que el presente Plan de Expansión se haga cargo del desmantelamiento de los tramos no considerados en la operación futura de la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, por cuanto son labores de gran envergadura, costosas y complejas, que requieren asimismo de una tramitación ambiental y sectorial.</p> <p>En efecto, el desmantelamiento de instalaciones de transmisión, especialmente en zonas de alto impacto social, implica plazos y esfuerzos constructivos significativos, lo que justifica su consideración como una obra independiente.</p> <p>Estas tareas deben formar parte de un proyecto separado que deberá comenzar tras finalizar los proyectos de apoyo a Antofagasta.</p> <p>Además, para el desmantelamiento de estos activos de transmisión que en la actualidad presentan situaciones de invasión de franja, podría requerir de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), lo cual extiende la duración del proyecto a 65 meses. Ello no es vinculante respecto de una eventual estrategia ambiental</p>	Se solicita se incorpore una obra de ampliación de propiedad de Transelec S.A. que considere el desmantelamiento del tramo de la línea 1X220 kV Atacama – Esmeralda que quedará en desuso, en cualquiera de las alternativas que la CNE decida promover, ya sea la propuesta incorporada en el ITP o alguna de las alternativas propuestas por Transelec en las Observaciones N° 35 y 36.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>A juicio de esta Comisión, no resulta pertinente incorporar en este proceso de expansión algún tipo de obra que considere el desmantelamiento de instalaciones que pudiesen quedar en desuso a futuro. Lo anterior, se sustenta en el grado de incertidumbre inherente a los procesos de planificación, que impiden descartar la eventual aparición de algún escenario futuro no previsto en el cual no sea deseable el desmantelamiento de las instalaciones en cuestión, o de una parte de ellas.</p> <p>De esta forma, si bien esta Comisión revisará la situación de aquellas instalaciones de transmisión que pudiesen quedar en desuso a consecuencia de la incorporación de obras de expansión que las reemplacen funcionalmente, esto será analizado con ocasión de los siguientes procesos de expansión de la transmisión, según corresponda.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>que pudiera adoptar mi representada, sino que se solicita a esta autoridad que haga los análisis respectivos sobre el instrumento ambiental que se considere preliminarmente idóneo, los plazos respectivos y, por tanto, visibilizar la envergadura de los trabajos que debieran ser realizados.</p> <p>Cabe mencionar que ya existe el precedente de obras de expansión que consideran en su alcance y valorización los desmantelamientos de las instalaciones que intervienen y dejan sin uso. El caso más emblemático es la obra “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y línea 110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento”, promovida en el Plan de Expansión 2017, en la cual se definió explícitamente se realizaría en dos etapas: una para la construcción del bypass de las líneas relacionadas cuya entrada en operación a más tardar debía ser en 30 meses de la publicación del decreto, y otra etapa, independiente, asociada al desmantelamiento de los tramos de línea que quedarían en desuso, que debía ejecutarse en 48 meses.</p> <p>Por último, vemos que obras de este tipo debieran ser entendidas como una obra de ampliación ya que, en conformidad al artículo</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>89° LGSE, sería una obra que aumentan la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes, al hacerse cargo del impacto social de la instalación existente. En efecto, una obra que tenga por efecto atender el impacto y riesgo de las invasiones de franja (no imputables al propietario) sería dictada con motivo de la seguridad de las personas, de la instalación respectiva y, en definitiva, del sistema eléctrico.</p>		
18-35	<p>4.2.3 Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba</p> <p>4.1.1 Ampliación en S/E Mejillones 110 kV (BS)</p>	<p>Alternativa N° 1 para alimentación de la obra "Nueva S/E La Chimba"</p> <p>Se solicita modificar el alcance del proyecto "Nueva S/E La Chimba", incluyendo un patio de 220 kV y un transformador de 220/110 kV con una capacidad mínima de 100 MVA.</p> <p>Por otro lado, en lugar de alimentar la S/E La Chimba desde la S/E Mejillones con una nueva línea de 2x110 kV, se solicita utilizar la línea existente "1x220 kV Atacama – Esmeralda", mediante su conexión al patio de 220 kV de S/E La Chimba.</p> <p>Para asegurar la continuidad del servicio conforme al criterio N-1, se solicita mantener la línea "1x110 Mejillones – Guardiamarina" conectada en la S/E Mejillones y conectar su extremo sur al patio de 110 kV de la "Nueva S/E</p>	<p>Se solicita eliminar del presente Plan de Expansión las obras:</p> <p>Nueva Línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba. Ampliación en S/E Mejillones 110 kV.</p> <p>Donde en su lugar, se solicita incorporar: Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, en el extremo sur, y cambio de conexión a S/E La Chimba 220 kV. Incluir en los alcances de la obra "Nueva S/E La Chimba" un nuevo patio de 220 kV y una transformación 220/110 kV. Extensión de línea 1x110 kV "Guardiamarina-Mejillones", en</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Lo indicado en la observación fue analizado por esta Comisión, arribando a la conclusión de no acoger las alternativas planteadas, en particular, debido a que el reducido espacio para la instalación de la futura S/E la Chimba dificulta la incorporación del nivel de tensión de 220 kV. A lo anterior, se suma la existencia de varios puntos de interconexión con el sistema de 220 kV como para considerar uno adicional a los ya incorporados.</p> <p>A lo anterior, se debe añadir el hecho de la falta de capacidad de las instalaciones que se desean reutilizar, lo que obligaría a incorporar una modificación de sus características para efectos de aumentar sus capacidad, de modo de cumplir con el propósito de la obra.</p> <p>Por otra parte, no queda claro cómo debiera realizarse la secuencia constructiva de las</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La Chimba".</p> <p>En esta propuesta se destaca la utilización de la infraestructura existente, minimizando así el impacto socioambiental de la solución para Antofagasta, ofreciendo una solución práctica y efectiva que responde a las necesidades de suficiencia y seguridad de dicha ciudad. Este enfoque no solo es coherente con la preservación del entorno, sino que también facilita una integración más armónica de las nuevas obras dentro del contexto ya establecido, optimizando el valor de las franjas e infraestructuras existentes. Al hacerlo, se alinea plenamente con los objetivos de la Comisión y con las inmediatas necesidades de la región de Antofagasta, destacando la importancia estratégica de optimizar los recursos disponibles.</p> <p>La eficiencia en la gestión de la infraestructura existente se convierte así en un pilar fundamental para el desarrollo sostenible, asegurando que las intervenciones mejoren la capacidad del sistema eléctrico de manera responsable con el medio ambiente y la comunidad.</p> <p>Además, la conexión mediante dos circuitos que utilizan estructuras distintas aporta un mayor</p>	<p>el extremo sur, y cambio de conexión a S/E La Chimba 110 kV.</p>	<p>distintas instalaciones a efectos de lograr la materialización del conjunto de obras dispuestas para el abastecimiento de la ciudad de Antofagasta, en términos de que la intervención de parte de las instalaciones que se solicitan incorporar se sustenta, en parte, en la futura existencia de nuevas líneas que permitan la ejecución de las modificaciones necesarias.</p> <p>Finalmente, y en línea con lo señalado en la respuesta a la observación 18-34, el hecho de no considerar en el diseño de la solución presentada, ya sea la totalidad o partes específicas de las instalaciones que se solicita incorporar, no significa que estas no puedan ser consideradas por futuros procesos de expansión de la transmisión para efectos de aumentar la capacidad o la seguridad de servicio del sistema eléctrico de la zona, situación que será analizada en su oportunidad.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>nivel de seguridad y resiliencia al sistema eléctrico. Este enfoque mejora significativamente la continuidad de suministro, ya que la diversificación de las rutas de transmisión reduce el riesgo de interrupciones simultáneas en caso de contingencias, incidentes naturales o acciones humanas que puedan afectar a una de las líneas.</p> <p>En el Anexo N°6 se detalla topológicamente la propuesta mencionada.</p>		
18-36	4.2.3 Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba	<p>Alternativa N° 2 para alimentación de la obra “Nueva S/E La Chimba”</p> <p>Para optimizar el uso de la infraestructura actual, se solicita proseguir con el proyecto “Nueva S/E La Chimba”. Sin embargo, en lugar de conectarla a la S/E Mejillones a través de una nueva línea de 2x110 kV Mejillones – La Chimba, se propone utilizar segmentos de las líneas existentes “1x110 Mejillones – Guardiamarina” y “1x220 Atacama - Esmeralda”. Lo anterior considera la energización de la actual Línea 1x220 Atacama – Esmeralda en 110 kV mediante su conexión en el patio de 110 kV de S/E Mejillones al norte y al patio de 110 kV de S/E La Chimba hacia el sur.</p> <p>Adicionalmente, para asegurar la continuidad del servicio conforme al criterio N-1, se solicita</p>	<p>Se solicita eliminar del presente Plan de Expansión las obras:</p> <p>Nueva Línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba</p> <p>Donde en su lugar, se solicita incorporar:</p> <p>Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, en el extremo sur, y cambio de conexión a S/E La Chimba, energizada en 110 kV.</p> <p>Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, en el extremo norte, y cambio de conexión a S/E Mejillones, energizada en 110 kV.</p> <p>Incluir en los alcances de la obra</p>	Ver respuesta a la observación 18-35.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>mantener la línea "1x110 Mejillones – Guardiamarina" conectada en la S/E Mejillones y conectar su extremo sur al patio de 110 kV de la "Nueva S/E La Chimba".</p> <p>Estos ajustes en las conexiones de la infraestructura existente hacia nuevas conexiones deben tratarse como obras de ampliación, de manera similar a lo previsto en la "Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles".</p> <p>En esta propuesta se destaca la utilización de la infraestructura existente, minimizando así el impacto socioambiental de la solución para Antofagasta, ofreciendo una solución práctica y efectiva que responde a las necesidades de suficiencia y seguridad de la ciudad de Antofagasta. Este enfoque no solo es coherente con la preservación del entorno, sino que también facilita una integración más armónica de las nuevas obras dentro del contexto ya establecido, optimizando el valor de las franjas e infraestructuras existentes. Al hacerlo, se alinea plenamente con los objetivos de la Comisión y con las inmediatas necesidades de la región de Antofagasta, destacando la importancia estratégica de optimizar los recursos disponibles.</p>	<p>"Ampliación en S/E Mejillones 110 kV" solo la posición asociada a la línea existente "Atacama – Esmeralda".</p> <p>Extensión de línea 1x110 kV "Guardiamarina-Mejillones", en el extremo sur, y cambio de conexión a S/E La Chimba 110 kV</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La eficiencia en la gestión de la infraestructura existente se convierte así en un pilar fundamental para el desarrollo sostenible, asegurando que las intervenciones mejoren la capacidad del sistema eléctrico de manera responsable con el medio ambiente y la comunidad.</p> <p>Además, la conexión mediante dos circuitos que utilizan estructuras distintas aporta un mayor nivel de seguridad y resiliencia al sistema eléctrico. Este enfoque mejora significativamente la continuidad de suministro, ya que la diversificación de las rutas de transmisión reduce el riesgo de interrupciones simultáneas en caso de contingencias, incidentes naturales o acciones humanas que puedan afectar a una de las líneas.</p> <p>En el Anexo N°7 se detalla topológicamente la propuesta mencionada.</p> <p>Es importante señalar que, de acuerdo a lo expuesto en la Figura 5 a continuación, las S/E Mejillones y Atacama están ubicadas en proximidades cercanas, lo que facilita y hace viable la ejecución de estos cambios de conexión.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Ver Figura 19.</p> <p>Figura 5: Imagen área de S/E Mejillones y S/E Atacama</p>		
18-37	<p>Anexo N°1 Proyectos No Recomendados</p> <p>ID Obra 31-04</p>	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 Transelec presentó el proyecto “Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje”, el cual consiste en repotenciar la mencionada línea mediante el cambio del actual conductor ACAR a conductor a uno de alta temperatura. Este proyecto también fue recomendado por el Coordinador Eléctrico Nacional (ID Proyecto 00-02) con el objetivo de promover oferta, facilitar competencia y evitar congestiones en el tramo Miraje – Encuentro. No obstante, el proyecto no fue incorporado al presente Plan bajo el argumento de no presentar beneficios en costos de operación en más del 50% de los escenarios.</p> <p>Al respecto, al revisar los anexos de las bases de datos utilizadas para las simulaciones de largo plazo y evaluaciones económicas se puede apreciar que la modelación del tramo 220 kV Miraje – Encuentro considera un N-1 estricto a 25°C de temperatura ambiente, con lo que el valor utilizado es de 386 MVA. Cabe mencionar que este tramo se emplaza en la zona centro del Norte Grande, donde las temperaturas alcanzan</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje” al Plan de Expansión 2023.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se realizó un ajuste de la capacidad de acuerdo con lo señalado. Sin embargo, con los resultados obtenidos no se cumplen los criterios para la incorporación de la obra en cuestión al presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>los 35°C y una alta radiación, por lo que el valor supuesto de capacidad está sobredimensionado. A mayor abundamiento, la mayor utilización del tramo Encuentro – Miraje se produce cuando los parques fotovoltaicos conectados en S/E Miraje están en su peak de generación, lo cual coincide justamente con las horas de mayor temperatura y radiación de la zona. En consecuencia, solicitamos que la modelación considere un N-1 estricto con temperatura de al menos 35°C de temperatura, con cual el valor de capacidad no debe superar los 245 MVA. En estas condiciones es de esperar que la evaluación económica arroje beneficios similares a los estimados por el Coordinación Eléctrico en su propuesta, por lo que el proyecto debiese ser incorporado al Plan de Expansión 2023.</p>		
18-38	<p>Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 00-05</p>	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 el Coordinador Eléctrico Nacional promovió el proyecto “Aumento de capacidad S/E Entre Ríos (NTR ATAT 500/220 kV)” el cual consiste en la incorporación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA trifásicos en la S/E Entre Ríos. De acuerdo con el informe del CEN, el objetivo del proyecto es otorgar suficiencia y evitar congestión en la transformación 500/220 kV de S/E Charrúa. Esta obra también fue promovida por Colbún (ID Proyecto 25-03) y Andes Mainstream (ID Proyecto 32-10), pero</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Aumento de capacidad S/E Entre Ríos (NTR ATAT 500/220 kV)” al Plan de Expansión 2023.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra no cumplen con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>finalmente no fue incorporada al presente Plan bajo el argumento de no presentar beneficios en costos de operación en más del 50% de los escenarios.</p> <p>Al respecto, al revisar los anexos de las bases de datos utilizadas para las simulaciones de largo plazo y evaluaciones económicas se puede apreciar que la modelación del N-1 conjunto entre las transformaciones 500/220 kV de las SS/EE Entre Ríos y Charrúa es de aproximadamente 2.427 MVA. De acuerdo a nuestras estimaciones, este valor nos parece un poco sobreestimado y debería rondar los 2300 MVA. Por otro lado, al revisar los flujos esperados de la transformación 500/220 kV de S/E Entre Ríos se observa una congestión notoria hasta el año 2029, que es donde se modela la entrada de la línea de 500 kV Digüeñes – Entre Ríos. Este último punto es relevante dado que la licitación de la mencionada línea está sujeta al término de Estudio de Franja que aún se encuentra en desarrollo y se desconoce su fecha de finalización, por lo que suponer una PES para 2029 parece muy optimista, más aún considerando las complejidades que podría tener la construcción de una línea de 500 kV en la zona sur del país. Por otro lado, el desarrollo de proyectos de generación en la zona sur no ha</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>cesado y se espera una proliferación aún mayor en el mediano plazo, por lo que de atrasarse el sistema de 500 kV entre Pichirropulli y Entre Ríos será clave contar con un aumento de la transformación que permita transmitir las inyecciones desde la red de 220 kV hacia el sistema de 500 kV. A mayor abundamiento, el aumento de capacidad de la transformación de S/E Entre Ríos es un proyecto que ya sido promovido por Transelec desde el año 2018, pero ha recibido reiteradas negativas por considerar que el sistema de 500 kV Entre Ríos – Pichirropulli (promovido en el Plan de Expansión 2017) llegaría en plazo y solucionaría la misma problemática.</p> <p>Es por todo lo anterior que consideramos que esta obra debe estar considerada en el Plan de Expansión 2023.</p>		
18-39	<p>Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 31-09</p>	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 Transelec presentó el proyecto “Tercer Transformador 500/220 kV en S/E Polpaico”, el cual consiste en la incorporación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV y 750 MVA trifásico en S/E Polpaico. Este proyecto también fue recomendado por el Coordinador Eléctrico Nacional (ID Proyecto 00-26) con el objetivo de promover oferta, facilitar competencia y reducir la limitación de transmisión prevista en la subestación Polpaico</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Tercer Transformador 500/220 kV en S/E Polpaico” al Plan de Expansión 2023.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Adicional a los resultados obtenidos directamente de la evaluación de la obra, se realizaron sensibilidades respecto de las limitaciones de transmisión de acuerdo a lo señalado, a efectos de determinar los potenciales beneficios de la obra en cuestión. Sin embargo, los resultados muestran que la obra en cuestión, aun considerando el escenario conservador planteado, se debe postergar al</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>500/220 kV debido a los flujos provenientes del norte del SEN. No obstante, el proyecto no fue incorporado al presente Plan de Expansión bajo el argumento de no presentar beneficios en costos de operación en los primeros años de operación.</p> <p>Al respecto, al revisar los anexos de las bases de datos utilizadas para las simulaciones de largo plazo y evaluaciones económicas se puede observar que la modelación de la capacidad de la transformación Polpaico es de 1.543 MVA, valor que es básicamente la operación N de las dos unidades actuales de transformación, por lo que no se está planificando con criterio N-1 sino que se está modelando una capacidad mayor. En ese sentido, Transelec realizó análisis de flujos de potencia para estimar el límite N-1 de la transformación de Polpaico, concluyendo que el valor a considerar debe ser de 878 MVA. Los análisis pueden revisarse en el Anexo N°8. Luego, dado que se está evaluando económicamente el proyecto con un límite base sobreestimado es claro que los beneficios obtenidos estarán subestimados. En ese sentido, y considerando también los análisis realizados por el Coordinador donde promueven también este proyecto es que consideramos que debe ser incorporado al Plan de Expansión 2023.</p>		<p>menos en 3 años, para cumplir con los criterios de eficiencia económica.</p> <p>Finalmente, es importante señalar que el valor de transferencia máxima admisible indicado en la observación corresponde a un valor sumamente conservador, el que considera únicamente la capacidad nominal de los equipos de transformación, lo que no representa una condición realista, bajo el entendido que los equipos de transformación poseen una capacidad de sobrecarga durante periodos de tiempo prolongados, alcanzando al menos los 900 MVA de capacidad, con lo cual se obtiene el valor de transferencia máxima utilizado por la Comisión, considerando la redistribución de flujos que ocurre en el resto del sistema</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
18-40	<p>Anexo N°1 Proyectos No Recomendados</p> <p>ID Obra 31-03</p>	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 Transelec presentó el proyecto “Aumento de capacidad LAT 2x220 kV Crucero – Kimal”, el cual consiste en el repotenciamiento de la línea mediante el cambio del actual conductor por uno de alta temperatura. Este proyecto también fue recomendado por Engie Energía (ID Proyecto 03-05) y adicionalmente por el Coordinador Eléctrico Nacional (ID Proyecto 00-01) con el objetivo de promover oferta, facilitar competencia y evitar congestiones en el tramo Kimal – Crucero. No obstante, el proyecto no fue incorporado al presente Plan de Expansión bajo el argumento de no presentar beneficios en costos de operación en los primeros años de operación.</p> <p>Al respecto, al revisar la evaluación económica de los anexos del informe no fue posible constatar exactamente la magnitud de los beneficios capturados, ni tampoco los perjuicios que se generarían durante los primeros años de su operación (al parecer habría un error en los nombres de los proyectos indicadas en la planilla, respecto las evaluaciones realizadas). Por otro lado, al revisar los flujos esperados obtenidos de las simulaciones es posible advertir el alto nivel de congestión que presentará el tramo 220 kV Crucero – Kimal a partir del año 2029, el cual persistirá hasta el final del</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Aumento de capacidad LAT 2x220 kV Crucero – Kimal” al Plan de Expansión 2023</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra no cumplen con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		horizonte de evaluación. Es en ese sentido que insistimos en la incorporación de este proyecto al Plan de Expansión, considerando además que la evaluación económica realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional sobre este proyecto resultó positiva.		
18-41	Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 31-10	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 Transelec presentó el proyecto “Tercer Transformador 500/220 kV S/E Lo Aguirre”, el cual consiste en la incorporación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV y 750 MVA trifásico en S/E Lo Aguirre. Este proyecto también fue recomendado por el Coordinador Eléctrico Nacional (ID Proyecto 00-04 y 00-27) con el objetivo de promover oferta, facilitar competencia, evitar sobrecarga de transformadores en condición N-1 y considerando la llegada de la línea HVDC. No obstante, el proyecto no fue incorporado al presente Plan de Expansión bajo el argumento de no presentar beneficios en costos de operación en los primeros años de operación.</p> <p>Al respecto hacemos hincapié en la importancia del proyecto luego de la puesta en servicio el sistema HVDC (2029), ya que a través de este este nuevo equipo se transmitirá un bloque mucho mayor de energía hacia Lo Aguirre 500 kV que el que actualmente transmite el sistema</p>	Se solicita incorporar el proyecto “Tercer Transformador 500/220 kV S/E Lo Aguirre” al Plan de Expansión 2023	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra propuesta muestran que la obra resulta ser postergable, en el entendido que la incorporación de esta u otras alternativas entregarían mayores beneficios en caso de ser incorporadas en procesos siguientes.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de 500 kV Nueva Cardones – Lo Aguirre. Por lo tanto, en estas nuevas condiciones sistémicas es imperativo contar con una tercera unidad de transformación en S/E Lo Aguirre que permita la transmisión segura de este gran bloque de energía hacia la red de 220 kV. Asimismo, destacamos la evaluación económica del proyecto realizada por el Coordinador Eléctrico en su propuesta 2023, la cual concluyó que la ejecución del tercer transformador generará beneficios económicos por más de USD 1000 millones.</p>		
18-42	<p>Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 31-11</p>	<p>En el contexto de las propuestas al Plan de Expansión 2023, Transelec presentó el proyecto "Aumento de capacidad LT 66 kV Linares – Ancoa", frente al cual la Comisión señaló que los alcances del proyecto presentan similitudes con la obra "Valentín Letelier", incluida en el Plan de Expansión 2022. Sin embargo, al revisar las bases de simulación en DigSilent PowerFactory, se observa que "Valentín Letelier" no está modelada con demanda en barra, lo cual contrasta con los anexos del presente informe del "Análisis Radial", donde sí se modela la demanda.</p> <p>Esta diferencia se hace evidente al ejecutar el flujo de potencia modelado por la Comisión, donde el tramo Chacahuín-Valentín Letelier aparece desconectado. Al conectarlo y modelar</p>	<p>Para abordar correctamente las discrepancias identificadas en la simulación y asegurar una representación fiel de la red eléctrica, se solicita realizar los siguientes ajustes en la modelación:</p> <p>Modelar los Traspasos de Carga entre Valentín Letelier y Chacahuín-Linares</p> <p>Explicitar en la Base de Simulación la Operación del Tramo Valentín Letelier-Chacahuín</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>La operación del sistema, tomando en cuenta la puesta en servicio de la S/E Valentín Letelier, considera que la eventual línea Chacahuín - Valentín Letelier 1x66 kV opera abierta en el extremo Valentín Letelier. Por otro lado, se considera que el traspaso de demanda desde la S/E Chacahuín hacia la S/E Valentín Letelier es tal que es posible abastecer la demanda resultante en la S/E Chacahuín cumpliendo el criterio de suficiencia en las líneas Linares – Chacahuín 1x66 kV y la eventual Chacahuín - Valentín Letelier 1x66 kV.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>toda la demanda concentrada en Chacahuín, se evidencia que el tramo Chacahuín – Valentín Letelier se sobrecarga en un 112%. Este problema surge porque no se ha modelado adecuadamente los traspasos de carga entre Chacahuín y Valentín Letelier, un aspecto crítico para tener en cuenta el impacto futuro en las instalaciones adyacentes y para proporcionar claridad en los diagnósticos realizados en la zona.</p> <p>Es esencial que la modelación refleje de manera precisa la operación real y las proyecciones de demanda, incluyendo los traspasos de carga entre subestaciones, para evaluar de manera adecuada la capacidad y la fiabilidad del sistema bajo diferentes escenarios. La correcta modelación permite identificar necesidades de expansión o de reforzamiento en la red, asegurando así que se tomen decisiones informadas para el desarrollo del sistema eléctrico.</p>		
18-43	<p>Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 30-10</p>	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 AES Andes presentó el proyecto “Subida 220 kV a 500 kV tramo Likanantai - Parinas”, el cual consiste en la energización en 500 kV de la futura línea Parinas – Likanantai, de propiedad de Transelec, junto con el respectivo patio de 500 kV y transformación 500/220 kV en S/E Likanantai. No obstante, el proyecto no fue</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Subida 220 kV a 500 kV tramo Likanantai - Parinas” al Plan de Expansión 2023</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>No se presentan análisis o antecedentes adicionales que puedan implicar una modificación en los resultados de las simulaciones y, por tanto, en las conclusiones del análisis, de modo que no se realizarán cambios en relación con lo señalado en el ITP.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>incorporado al presente Plan de Expansión bajo el argumento de no presentar beneficios en más del 50% de los escenarios analizados.</p> <p>Al respecto, cabe mencionar que este proyecto también ha sido promovido por Transelec en procesos de expansión anteriores debido a las altas congestiones que los modelos de coordinación hidrotérmica proyectan en el tramo Parinas – Likanantai en su operación en 220 kV. Estas congestiones se mantienen en las estimaciones del presente proceso, por lo que se generará vertimiento de algunas de las fuentes renovables de costo cero emplazadas en la zona norte del SEN. Es en ese sentido que insistimos en la importancia de la ejecución de la obra, de forma de extender el sistema de 500 kV hacia la S/E Monte Mina y mitigar por completo el vertimiento esperado de la zona.</p>		
18-44	<p>Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 32-08</p>	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 Andes Mainstream SpA presentó el proyecto “Ampliación de Barras S/E Rahue 220 kV”, el cual consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Rahue, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada más barra de transferencia, para una nueva posición, de manera de permitir la conexión de futuros proyectos de la zona, en particular el proyecto PE Radales de</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Ampliación de Barras S/E Rahue 220 kV” al Plan de Expansión 2023.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En base a los antecedentes expuestos y los análisis desarrollados, se incorpora la obra “Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)” al presente Plan de Expansión, con el propósito de habilitar nuevas posiciones para efectos de conexión de proyectos en la zona.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Mainstream. No obstante, el proyecto no fue incorporado al presente Plan de Expansión bajo el argumento de no cumplir con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto. En particular, la comisión no visualiza otros requerimientos de conexión de proyectos de generación que pudieran impulsar una obra de expansión en el presente informe.</p> <p>Al respecto, cabe mencionar que el “PE Radales” de Mainstream no es el único proyecto con requerimiento de conexión en dicha subestación, ya que el proyecto con NUP 4701 “Parque eólico Las Parcelas” propiedad de RWE, se le ha rechazado la conexión justamente por falta de posiciones en la S/E Rahue (carta DE 00763-24 8/02/24 Correspondencia Coordinador). Es en ese sentido que insistimos en la importancia de la ejecución de la obra, de forma de incorporar generación en la región de Los Lagos.</p> <p>Adicionalmente, no hay subestaciones cercanas en 220 kV que permitan la conexión de proyectos de gran envergadura en Osorno. Considerando subestaciones de servicio público, la más próxima geográficamente es S/E Barro Blanco, con solo patios en niveles de tensión en 66 y 23 kV, con lo cual se ve mayor la necesidad</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		de ampliar S/E Rahue de manera permitir la inclusión de nuevos proyectos de generación en la zona.		
18-45	Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 31-02	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 Transelec presentó el proyecto “Segundo tendido línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte”, el cual consiste en la construcción del segundo circuito de la mencionada línea, de propiedad de Transelec, junto con sus respectivos paños de conexión en las subestaciones extremas. No obstante, el proyecto no fue incorporado al presente Plan de Expansión bajo el argumento de no presentar beneficios en más del 50% de los escenarios analizados.</p> <p>Al respecto, destacamos que este proyecto también ha sido promovido por Transelec en procesos de expansión anteriores debido a las altas congestiones que los modelos de coordinación hidrotérmica proyectan en el tramo Lagunas – Nueva Pozo Almonte. Estas congestiones se mantienen en las estimaciones del presente proceso, por lo que se generará vertimiento de algunas de las fuentes renovables de costo cero emplazadas en el norte grande del SEN. Asimismo, cabe señalar que la zona de Parinacota e Iquique están teniendo un fuerte desarrollo de proyectos renovables, por lo cual se propuso la nueva S/E</p>	Se solicita incorporar el proyecto “Segundo tendido línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte” al Plan de Expansión 2023.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se realizaron análisis de sensibilidad de acuerdo con lo indicado, considerando aproximadamente 360 MW de generación en la zona (SS/EE Parinacota y Roncacho), concluyéndose en los mismos términos que en el ITP, de modo que no se incorporará la obra en cuestión al presente informe técnico.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Roncacho y existen también obras por artículo 102 como la S/E Alto de Ramírez, promovida por Transemel, para la conexión de nuevos proyectos de generación. A mayor abundamiento la siguiente tabla presenta los proyectos en proceso de Acceso Abierto en la S/E Roncacho.</p> <p>Ver Figura 20.</p> <p>En ese sentido es de esperar que la zona de Parinacota se convierta prontamente en una exportadora de energía, y por lo tanto requiera de una infraestructura de transmisión que permita la evacuación de la totalidad de las inyecciones. Por tanto, insistimos en la necesidad de implementar el proyecto propuesto para así contar con un total de tres circuitos entre las subestaciones Nueva Pozo Almonte y Lagunas y lograr una capacidad N-1 suficiente para transmitir este bloque de energía.</p>		
18-46	<p>Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 30-11</p>	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 Aes Andes presentó el proyecto “Ampliación S/E Frutillar Norte”, el cual consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona. No obstante, la comisión no visualiza</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Ampliación S/E Frutillar Norte” al Plan de Expansión 2023.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Lo señalado en la observación, respecto de las solicitudes de conexión en la plataforma de acceso abierto del Coordinador no constituyen elementos suficientes para la incorporación de la obra en cuestión, toda vez que uno de los proyectos mencionados solicitó conexión a una</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>requerimientos de otros interesados en impulsar una obra de expansión en la zona, por lo tanto, no se detecta algún motivo que derive en la urgencia de su incorporación, pudiendo postergarse el análisis para futuros procesos de expansión, de modo de contar con mejor información respecto del desarrollo de largo plazo de la zona de emplazamiento del proyecto, y en base a ello definir la alternativa de expansión más eficiente.</p> <p>Es importante destacar que el potencial eólico de la región actualmente supera los 1000 MW, como se observa en el Anexo N°9. De hecho, actualmente se encuentran en proceso de conexión a la subestación los proyectos PE Bellavista, Vientos del Lago y PE Frutillar, lo que completa el uso de posiciones disponibles en la subestación Frutillar Norte 220 kV. Asimismo, se ha observado el rechazo de dos proyectos significativos, PE ATENAS (150 MW) y PE LOS PELLINES (190 MW), en la plataforma de Acceso Abierto. Esta situación se debe a la indisponibilidad de posiciones en la Subestación (S/E) Frutillar Norte sumado a la insuficiente capacidad técnica disponible en la línea adyacente Puelche Sur - Frutillar Norte. En virtud de lo anterior, subrayamos la necesidad de llevar a cabo la obra propuesta con el fin de integrar la generación eólica en la región de Los</p>		<p>línea dedicada, y no a la instalación en cuestión, mientras que el proyecto rechazado fue ingresado durante el año 2020 con fecha estimada de conexión para el presente año, sin que se recibieran propuestas de expansión asociadas a dichos proyectos, de modo que no se posee ningún grado de fehaciencia mínima respecto de su eventual desarrollo.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Lagos, lo que no solo contribuirá a aumentar la capacidad de generación de energía renovable en el área, sino que también proporcionará incentivos significativos para mejorar la eficiencia operacional de la zona.		
18-47	Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 32-07	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 Andes Mainstream SpA presentó el proyecto “Cambio de conductor de los dos circuitos de la línea 2x220 kV Cautín - Temuco”, el cual consiste en el aumento de capacidad de la mencionada línea mediante el cambio del actual conductor a uno de alta capacidad. No obstante, el proyecto no fue incorporado al presente Plan de Expansión bajo el argumento de no presentar beneficios en más del 50% de los escenarios analizados.</p> <p>Al respecto, destacamos que este proyecto también ha sido promovido por Transelec en procesos de expansión anteriores debido a las altas congestiones que los modelos de coordinación hidrotérmica proyectan en el tramo Cautín – Temuco. Estas congestiones se mantienen en las estimaciones del presente proceso, por lo que se generará vertimiento de algunas de las fuentes renovables de costo cero emplazadas en la zona norte sur del SEN. Es en ese sentido que insistimos en la importancia de la ejecución de la obra, en atención a todo el potencial de energía renovable que se</p>	Se solicita incorporar el proyecto “Cambio de conductor de los dos circuitos de la línea 2x220 kV Cautín - Temuco” al Plan de Expansión 2023.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Es correcto que el modelo muestra congestiones en la línea, mayormente desde el año 2035 en adelante. Adicionalmente, los escenarios evaluados ya consideran un gran potencial de generación en la zona sur del país. Así, en el primer Escenario, al sur de Mulchén se desarrollan 2.900 MW antes del año 2035, llegando a 6.000 MW en todo el horizonte de evaluación.</p> <p>Por lo anterior, la evaluación económica muestra que la obra propuesta resulta ser postergable, en el entendido que la incorporación de esta u otras alternativas entregarían mayores beneficios en caso de ser incorporadas en procesos siguientes.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		encuentra desarrollando efectivamente al sur de la S/E Cautín y que ha sido motivo de la promoción de otras obras de expansión paralelas, como la futura línea 2x500 kV Entre Ríos – Pichirropulli.		
18-48	Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 30-11	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 AES Andes presentó el proyecto “Subida 220kV a 500kV Subestación Frutillar Norte a tramo Nueva Puerto Montt - Pichirropulli”, el cual consiste la construcción de un nuevo patio de 500 KV en S/E Frutillar Norte, con su respectiva transformación 500/220 kV, una subestación seccionadora (Nueva Frutillar Norte) de la línea 500 kV Pichirropulli – Tineo y una nueva línea 500 kV Frutillar Norte – Nueva Frutillar Norte. No obstante, el proyecto no fue incorporado al presente Plan de Expansión bajo el argumento de no presentar beneficios en más del 50% de los escenarios analizados.</p> <p>Al respecto, destacamos que la promoción de este proyecto está en línea con el desarrollo de generación que se previó en el Plan de Expansión 2022, y que justificó el proyecto de energización en 500 kV de la línea Entre Ríos – Pichirropulli, e inicialmente también el tramo Tineo – Pichirropulli. Creemos que este desarrollo de generación no debiese ser reducido en los siguientes procesos de expansión, sino que complementado con la</p>	Se solicita incorporar el proyecto “Subida 220kV a 500kV Subestación Frutillar Norte a tramo Nueva Puerto Montt - Pichirropulli” al Plan de Expansión 2023.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a los resultados de los análisis realizados, la obra no cumple con los criterios para su incorporación al presente proceso de expansión. Asimismo, es importante destacar el hecho de que una obra como la propuesta debe ser incorporada resguardando el calce temporal con la entrada en operación del resto de instalaciones de 500 kV hacia el norte (tramo Nueva Pichirropulli - Digüeñes), de modo que, su eventual incorporación debe ser analizada bajo esa premisa, razón por la que se posterga su eventual incorporación para siguientes procesos de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>expansión hacia otras zonas del SEN. En esta línea, nos hace mucho sentido la evaluación económica realizada por AES Andes, donde el proyecto logra capturar beneficios por más de 200 millones en la gran mayoría de los escenarios analizados, tal y como se capturaron en el mencionado Plan de Expansión 2022 con los proyectos de expansión de la zona sur. Es por este motivo que apoyamos a AES Andes en la promoción de esta obra e insistimos en su incorporación al Plan de Expansión 2023.</p>		
18-49	<p>Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 31-22</p>	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 Transelec presentó el proyecto “Aumento de capacidad mediante cambio de conductor LT 220 kV Frutillar Norte – Rahue – Pichirropulli”, el cual consiste en el repotenciamiento de la mencionada línea mediante el cambio del actual conductor a uno de alta capacidad. Este proyecto también fue recomendado por EDF Renewables (ID Proyecto 18-02) y AES Andes (ID Proyecto 30-06). No obstante, no fue incorporado al presente Plan de Expansión bajo el argumento de no presentar beneficios en los primeros años de su operación.</p> <p>Al respecto, destacamos la importancia de este proyecto considerando que en el proceso de expansión 2022 también fue promovido por el Coordinador Eléctrico Nacional con el objetivo de promover oferta, facilitar competencia y</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Aumento de capacidad mediante cambio de conductor LT 220 kV Frutillar Norte – Rahue – Pichirropulli” al Plan de Expansión 2023.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>No se presentan antecedentes concretos que se adicionen a los considerados en las simulaciones y en los análisis del ITP, de modo que no se modifican los resultados de estas, ni tampoco sus conclusiones, por lo que no corresponde acoger lo solicitado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>evitar las congestiones entre Tineo y Pichirropulli. En efecto, los análisis del Coordinador estimaron que el tramo Tineo – Pichirropulli tendría un alto nivel de congestión a partir del año 2030, lo cual motivó a la promoción de la obra de ampliación. Esta estimación se presenta en la siguiente tabla extraída directamente de su informe.</p> <p>Ver Figura 21.</p> <p>Ahora bien, dado los retrasos que en general tiene el proceso de expansión en cuanto a la emisión de los decretos de expansión, y particularmente los decretos de adjudicación, es de esperar que las obras de ampliación del presente plan comiencen su construcción durante enero de 2026, por lo que el proyecto propuesto entraría en servicio a mediados del año 2029 (40 meses de ejecución), instancia cercana a la fecha en que el Coordinador estima las congestiones para el tramo Tineo – Pichirropulli.</p> <p>Asimismo, cabe destacar que el mismo Coordinador, en su informe de propuesta 2022, explica que si bien el proyecto no presenta beneficios los primeros años de su operación se propone igualmente debido al alto interés de desarrollar proyectos de generación eólica en la zona, dando como ejemplo los parques eólicos</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>PE Los Muermos Costa y PE La Collera, de 300 MW cada uno, que en aquella oportunidad estaban en proceso de Acceso Abierto. Esto último es relevante ya que es bien sabido que el desarrollo de proyectos de generación renovable tiene plazos constructivos mucho menores que el solo proceso administrativo del plan de expansión (sin contemplar los plazos constructivos de los proyectos mismos), por lo que es relevante anticipar los refuerzos sobre el sistema de transmisión para evitar vertimientos de generación de costo cero.</p> <p>Por otro lado, hacemos hincapié en que, si bien han existido problemas en la ejecución de obras de cambio de conductor, en el caso del tramo Frutillar Norte – Pichirropulli no ocurrirían debido a la existencia del corredor paralelo de 220 kV Tineo – Pichirropulli que facilitaría los trabajos sin desabastecimiento de la demanda.</p> <p>Finalmente, cabe señalar que, si bien este proyecto no está contenido en la propuesta de expansión 2023 del Coordinador, esto se debe únicamente a que el Coordinador asumió que todos los proyectos de su propuesta 2022 estarían contenidos en el ITP 2023 de la CNE. Esto fue dicho explícitamente por el Coordinador en el webinar donde presentó su propuesta 2023, por lo que es claro que a</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		criterio del CEN la necesidad del proyecto se mantiene.		
18-50	Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 31-13	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 Transelect presentó el proyecto "Aumento de capacidad línea 154 kV Charrúa - Chillán y Ampliación S/E Chillán", el cual consiste en el repotenciamiento de la mencionada línea mediante el cambio del actual conductor a uno de alta capacidad, junto con el cambio de la transformación 154/66 kV en S/E Chillán por un equipo de 200 MVA. No obstante, no fue incorporado al presente Plan Expansión bajo el argumento de las obras Nueva S/E Coihueco y Nueva S/E Pinto cumplirían con los mismos objetivos.</p> <p>Al respecto hacemos hincapié en que la propuesta tiene por objetivo atender las altas temperaturas que se han registrado en la zona (más de 40°C) y que generan que el conductor de cobre que utiliza la línea 154 kV Charrúa – Chillán reduzca su capacidad a valor cercanos a cero. En ese contexto la obra de ampliación busca dar suficiencia al abastecimiento de la demanda en S/E Chillán, ya que en la operación han ocurrido eventos de desconexión por sobrecarga ante altas temperaturas. Por su parte, las propuestas de S/E Pinto y S/E Coihueco son subestaciones primarias de distribución que se abastecerán por la red de 66</p>	Se solicita incorporar el proyecto "Aumento de capacidad línea 154 kV Charrúa - Chillán y Ampliación S/E Chillán" al Plan de Expansión 2023.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>No se presentan antecedentes concretos que se adicionen a los ya considerados en las simulaciones y en los análisis del ITP, de modo que no se modifican los resultados de estas, ni tampoco sus conclusiones, por lo que no corresponde acoger lo solicitado.</p> <p>Adicionalmente, es relevante señalar que la ejecución de una obra como la propuesta se proyecta como compleja y costosa. Lo anterior, debido a las labores de desconexión necesarias para su materialización, tal como ha sucedido en otras obras de características similares, especialmente cuando no se cuenta con condiciones de redundancia adecuadas, como es el caso de la línea en cuestión. Dicha circunstancia se mantendrá, al menos, mientras no se ejecuten obras de expansión actualmente decretadas, como es la "Nueva Línea LLepeu - Linares 2x154 kV" y la Nueva S/E Buli, lo que permitiría una revisión de la obra en mejores condiciones de ejecución, disminuyendo su valorización y mejorando la probabilidad de concreción de la misma.</p> <p>Por otra parte, es importante relevar las dificultades prácticas que se derivan de una</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>kV desde S/E Monterrico y que eventualmente tomarán parte de la carga de la S/E Chillán. Sin embargo, la desconexión completa de la línea 154 kV Charrúa – Chillán dejará completamente desabastecida a S/E Chillán y varios de sus consumos en la red de 66 kV, por lo que estimamos que ni aún con el traspaso de carga desde S/E Monterrico se logrará abastecer la totalidad de la demanda de la zona en esas condiciones.</p> <p>Por lo tanto, insistimos en la promoción de la obra de ampliación dado que son más bien complementarias con los proyectos de S/E Pinto y S/E Coihueco.</p>		<p>eventual ampliación de la S/E Chillán, debido a la falta de espacio físico para su ejecución, así como el hecho de que su implementación redundaría en la saturación del nodo existente, sin añadir un nuevo punto de abastecimiento para la zona. Por lo anterior, esta Comisión considera que la alternativa prioritaria para el desarrollo futuro del sistema corresponde conceptualmente a lo que el Coordinador ha propuesto como S/E Nueva Chillán, propuesta que será desarrollada en mayor profundidad en el siguiente proceso de expansión, de modo de depurar la ubicación de la instalación, a fin de acotar los riesgos durante su proceso de evaluación administrativa y posterior ejecución, tal como se indica en la respuesta a la observación 24-30.</p> <p>En base a lo indicado, esta Comisión ha decidido postergar la eventual incorporación de esta obra para futuros procesos de expansión.</p>
18-51	<p>Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 31-01</p>	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 Transelec presentó el proyecto “Aumento de capacidad mediante cambio de conductor LT 220 kV Córdones - Parinacota”, el cual considera reemplazo del conductor Flint existente, por un conductor de alta capacidad que permita aumentar la capacidad a aproximadamente 400 MVA por circuito. No obstante, el proyecto no fue incorporado al</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Aumento de capacidad mediante cambio de conductor LT 220 kV Córdones - Parinacota ” al Plan de Expansión 2023.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>No se presentan antecedentes concretos que se adicionen a los ya considerados en las simulaciones y en los análisis del ITP, de modo que no se modifican los resultados de estas, ni tampoco sus conclusiones, por lo que no corresponde acoger lo solicitado.</p> <p>Adicionalmente, a partir de los resultados de los</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>presente Plan de Expansión bajo el argumento de no presentar beneficios en más del 50% de los escenarios analizados.</p> <p>Al respecto, es importante destacar que la promoción de este proyecto está alineada con el desarrollo de generación en la zona de Parinacota e Iquique, donde se está experimentando un notable crecimiento de proyectos renovables. En este contexto, se ha propuesto la construcción de la nueva Subestación (S/E) Roncacho, y también se están llevando a cabo obras bajo el artículo 102, como la S/E Alto de Ramírez promovida por Transemel, para la conexión de nuevos proyectos de generación (se adjunta una tabla con las solicitudes de Acceso Abierto en la S/E Roncacho). En consecuencia, es previsible que la zona de Parinacota se convierta pronto en una exportadora de energía, lo que requerirá una infraestructura de transmisión adecuada para la evacuación de todas las inyecciones de energía generadas en la región.</p> <p>Ver Figura 22.</p> <p>Por tanto, insistimos en la necesidad de implementar el proyecto propuesto para así contar con la capacidad de evacuar la energía</p>		<p>análisis de sensibilidad señalados en la respuesta a la observación 18-45, es posible obtener conclusiones equivalentes para esta solicitud, lo cual es consistente con la existencia de abundante oferta en horario solar en una gran parte del sistema y, en particular, en la zona del norte grande, lo que se traduce en los resultados que se observan en las simulaciones.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		producida en la zona y aumentar la eficiencia operacional del sistema.		
18-52	Anexo N°1 Proyectos No Recomendados ID Obra 31-12	<p>En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2023 Transelec presentó el proyecto “Aumento de capacidad línea 154 kV Parral – Monterrico”, el cual consiste en el repotenciamiento de la mencionada línea mediante el cambio del actual conductor por uno de alta temperatura, con el fin de lograr una capacidad de al menos 200 MVA. No obstante, el proyecto no fue incorporado al presente Plan de Expansión bajo el argumento de esperar las discusiones sobre la evaluación de proyectos por criterio N-1 en los Sistemas de Transmisión Zonal.</p> <p>Al respecto, destacamos que este proyecto también fue promovido por Atlas Development (ID proyecto 24-07) y AES Andes (ID Proyecto 30-08), lo cual da cuenta de la importancia y necesidad de la ejecución de la obra. Asimismo, Transelec visualiza este proyecto como un complemento a la obra “Aumento de capacidad línea 154 kV Charrúa – Chillán” ya que tiene como fin dar seguridad a nivel global a la zona comprendida entre Parral y Chillán, considerando las altas temperaturas que se han registrado en la zona y los reiterados desabastecimientos que se han generado producto de desconexiones intempestivas en</p>	Se solicita incorporar el proyecto “Aumento de capacidad línea 154 kV Parral – Monterrico” al Plan de Expansión 2023.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>No se presentan antecedentes concretos que se adicionen a los ya considerados en las simulaciones y en los análisis del ITP, de modo que no se modifican los resultados de estas, ni tampoco sus conclusiones, por lo que no corresponde acoger lo solicitado.</p> <p>Adicionalmente, es importante indicar que la ejecución práctica de una obra como la propuesta se visualiza como compleja y costosa. Lo anterior, debido a las labores de desconexión necesarias para su materialización, tal como ha sucedido en otras obras de características similares, especialmente cuando no se cuenta con condiciones de redundancias adecuadas, como es el caso de la línea en cuestión. Dicha circunstancia se mantendrá, al menos, mientras no se ejecuten obras de expansión actualmente decretadas, como es la "Nueva Línea LLepu - Linares 2x154 kV" y la Nueva S/E Buli, lo que permitiría una revisión de la obra en mejores condiciones de ejecución, disminuyendo su valorización y mejorando la probabilidad de concreción de la misma.</p> <p>En base a lo anterior, esta Comisión ha decidido</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>algunas de las líneas de transmisión. A mayor abundamiento, esta es una zona que hace ya varios procesos se han intentado promover obras de expansión dado que es evidente el problema de vulnerabilidad que tiene el abastecimiento de la zona, pero que finalmente no han sido consideradas por la antigua evaluación por CFCD que se realizaba sobre obras del STZ. En ese sentido, insistimos en la importancia de ejecutar la obra, dado que es una deuda pendiente que tiene la zona de Chillán, e independiente de la discusión normativa que está agendada para el año 2024, considerando que su realización no es completamente segura y que ya ha sido postergada en años anteriores.</p>		<p>postergar la eventual incorporación de esta obra para futuros procesos de expansión.</p>

Anexos Empresa 18

Ítem	Plazo Meses	6	12	18	24	30	36	42	48
Ingeniería preliminar para desarrollo de DIA y Conseciones y Servidumbres	3	■	■						
Elaboración DIA	9	■	■	■	■				
Tramitación DIA	15		■	■	■	■	■		
Permisos Ambientales Sectoriales (PAS)	6					■	■	■	
Construcción y Puesta en Servicio	15							■	■
Plazo Total	48								

Figura 6

Ítem	Plazo Meses	6	12	18	24	30	36	42	48	54	60	65
Ingeniería preliminar para desarrollo de EIA y Conseciones y Servidumbres	3	■										
Elaboración EIA	16	■	■	■	■	■	■	■	■			
Tramitación EIA	25			■	■	■	■	■	■	■		
Permisos Ambientales Sectoriales (PAS)	6								■	■		
Construcción y Puesta en Servicio	15									■	■	■
Plazo Total	65											

Figura 7

Sistema	Zona	V.I. US\$	A.V.I. US\$	C.O.M.A. US\$	A.E.I.R. US\$	V.A.T.T. US\$	C.O.M.A./V.I.
Nacional	Nacional	3.549.946.184	271.259.126	63.472.571	44.872.777	379.604.474	1,79%
Zonal	Área A	177.954.209	14.662.276	11.375.559	2.039.027	28.076.862	6,39%
Zonal	Área B	337.215.246	26.740.110	15.003.705	3.930.056	45.673.871	4,45%
Zonal	Área C	305.570.999	24.664.736	14.369.821	3.737.793	42.772.350	4,70%
Zonal	Área D	809.334.183	63.571.479	17.089.133	10.219.898	90.880.510	2,11%
Zonal	Área E	1.227.170.238	95.339.296	35.478.740	14.237.156	145.055.192	2,89%
Zonal	Área F	282.404.624	22.780.148	15.423.028	3.544.059	41.747.236	5,46%

Figura 8

Sistema	Zona	C.O.M.A./V.I.
Nacional	Nacional	1,79%
Zonal	Área A	6,39%
Zonal	Área B	4,45%
Zonal	Área C	4,70%
Zonal	Área D	2,11%
Zonal	Área E	2,89%
Zonal	Área F	5,46%

Figura 9

Sistema	Zona	V.I. US\$	A.V.I. US\$	C.O.M.A. US\$	A.E.I.R. US\$	V.A.T.T. US\$	C.O.M.A./V.I.
Nacional	Nacional	3.549.946.184	271.259.126	63.472.571	44.872.777	379.604.474	1,79%
Zonal	Área A	177.954.209	14.662.276	11.375.559	2.039.027	28.076.862	6,39%
Zonal	Área B	337.215.246	26.740.110	15.003.705	3.930.056	45.673.871	4,45%
Zonal	Área C	305.570.999	24.664.736	14.369.821	3.737.793	42.772.350	4,70%
Zonal	Área D	809.334.183	63.571.479	17.089.133	10.219.898	90.880.510	2,11%
Zonal	Área E	1.227.170.238	95.339.296	35.478.740	14.237.156	145.055.192	2,89%
Zonal	Área F	282.404.624	22.780.148	15.423.028	3.544.059	41.747.236	5,46%

Figura 10

Sistema	Zona	V.I. US\$	A.V.I. US\$	C.O.M.A. US\$	A.E.I.R. US\$	V.A.T.T. US\$	C.O.M.A./V.I.
Nacional	Nacional	3.549.946.184	271.259.126	63.472.571	44.872.777	379.604.474	1,79%
Zonal	Área A	177.954.209	14.662.276	11.375.559	2.039.027	28.076.862	6,39%
Zonal	Área B	337.215.246	26.740.110	15.003.705	3.930.056	45.673.871	4,45%
Zonal	Área C	305.570.999	24.664.736	14.369.821	3.737.793	42.772.350	4,70%
Zonal	Área D	809.334.183	63.571.479	17.089.133	10.219.898	90.880.510	2,11%
Zonal	Área E	1.227.170.238	95.339.296	35.478.740	14.237.156	145.055.192	2,89%
Zonal	Área F	282.404.624	22.780.148	15.423.028	3.544.059	41.747.236	5,46%

Figura 11

Sistema	Zona	V.I. US\$	A.V.I. US\$	C.O.M.A. US\$	A.E.I.R. US\$	V.A.T.T. US\$	C.O.M.A./V.I.
Nacional	Nacional	3.549.946.184	271.259.126	63.472.571	44.872.777	379.604.474	1,79%
Zonal	Área A	177.954.209	14.662.276	11.375.559	2.039.027	28.076.862	6,39%
Zonal	Área B	337.215.246	26.740.110	15.003.705	3.930.056	45.673.871	4,45%
Zonal	Área C	305.570.999	24.664.736	14.369.821	3.737.793	42.772.350	4,70%
Zonal	Área D	809.334.183	63.571.479	17.089.133	10.219.898	90.880.510	2,11%
Zonal	Área E	1.227.170.238	95.339.296	35.478.740	14.237.156	145.055.192	2,89%
Zonal	Área F	282.404.624	22.780.148	15.423.028	3.544.059	41.747.236	5,46%

Figura 12

Sistema	Zona	V.I. US\$	A.V.I. US\$	C.O.M.A. US\$	A.E.I.R. US\$	V.A.T.T. US\$	C.O.M.A./V.I.
Nacional	Nacional	3.549.946.184	271.259.126	63.472.571	44.872.777	379.604.474	1,79%
Zonal	Área A	177.954.209	14.662.276	11.375.559	2.039.027	28.076.862	6,39%
Zonal	Área B	337.215.246	26.740.110	15.003.705	3.930.056	45.673.871	4,45%
Zonal	Área C	305.570.999	24.664.736	14.369.821	3.737.793	42.772.350	4,70%
Zonal	Área D	809.334.183	63.571.479	17.089.133	10.219.898	90.880.510	2,11%
Zonal	Área E	1.227.170.238	95.339.296	35.478.740	14.237.156	145.055.192	2,89%
Zonal	Área F	282.404.624	22.780.148	15.423.028	3.544.059	41.747.236	5,46%

Figura 13

Sistema	Zona	V.I. US\$	A.V.I. US\$	C.O.M.A. US\$	A.E.I.R. US\$	V.A.T.T. US\$	C.O.M.A./V.I.
Nacional	Nacional	3.549.946.184	271.259.126	63.472.571	44.872.777	379.604.474	1,79%
Zonal	Área A	177.954.209	14.662.276	11.375.559	2.039.027	28.076.862	6,39%
Zonal	Área B	337.215.246	26.740.110	15.003.705	3.930.056	45.673.871	4,45%
Zonal	Área C	305.570.999	24.664.736	14.369.821	3.737.793	42.772.350	4,70%
Zonal	Área D	809.334.183	63.571.479	17.089.133	10.219.898	90.880.510	2,11%
Zonal	Área E	1.227.170.238	95.339.296	35.478.740	14.237.156	145.055.192	2,89%
Zonal	Área F	282.404.624	22.780.148	15.423.028	3.544.059	41.747.236	5,46%

Figura 14



Figura 15

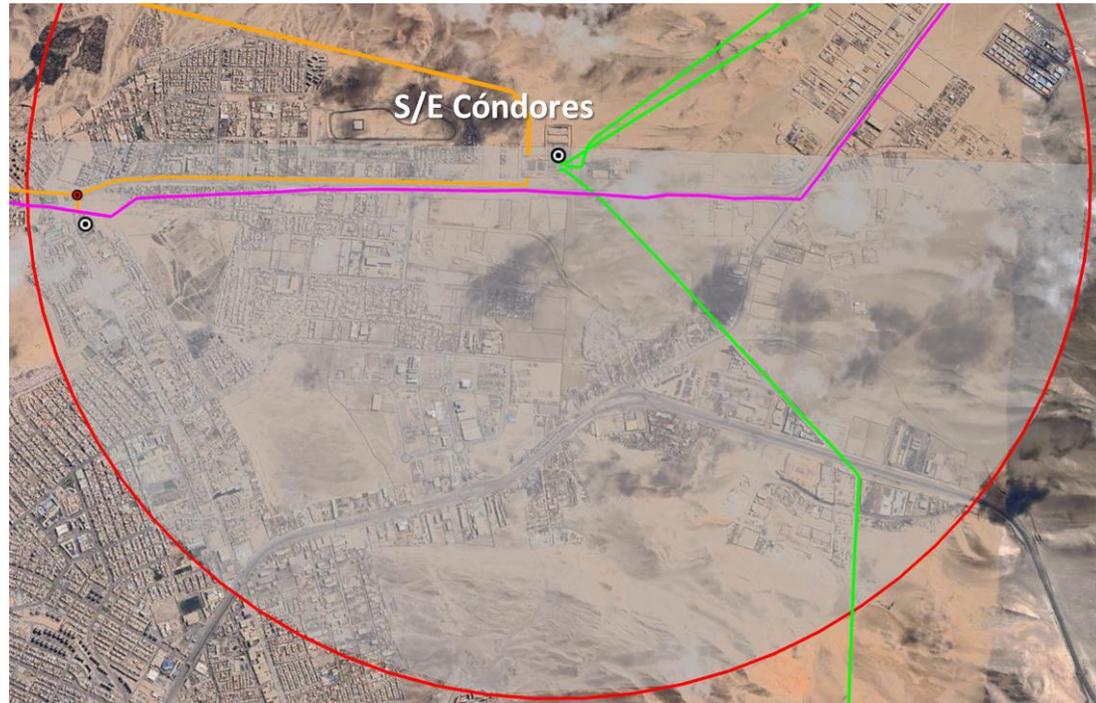


Figura 16

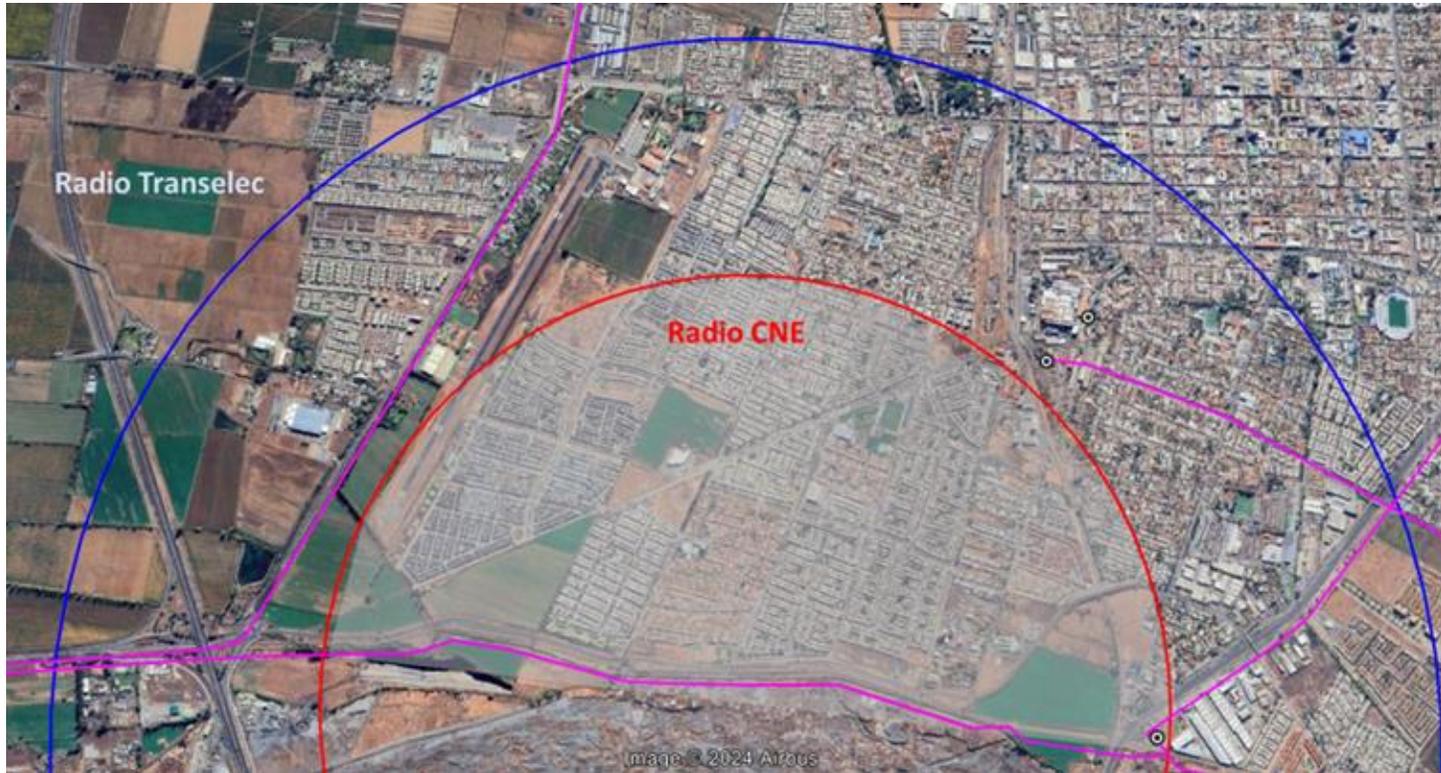


Figura 17



Figura 18

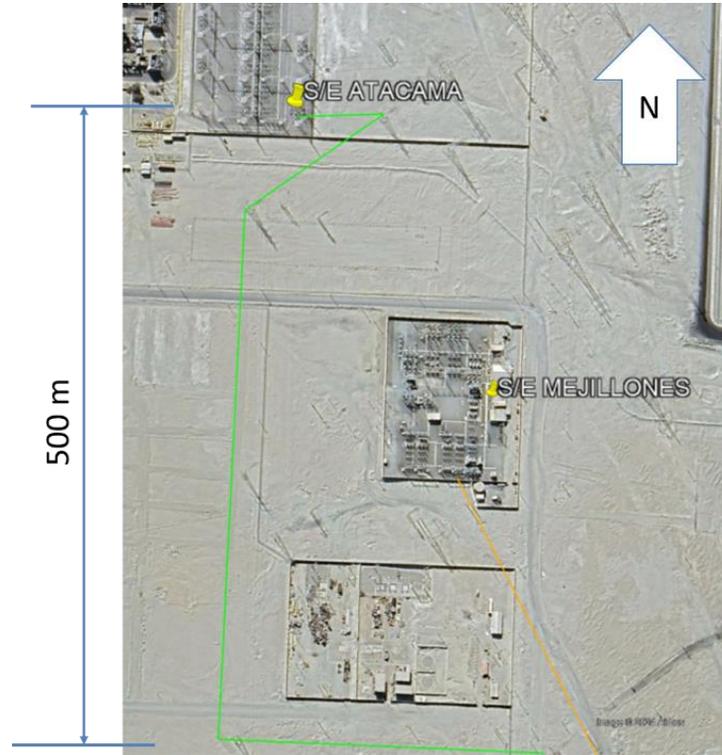


Figura 19

Proyecto	NUP	Empresa Solicitante	Capacidad [MW]	Punto de Conexión
BESS CHACA	4359	Colbún S.A.	240	S/E Roncacho 220 kV
PFV Alwa II	3807	ALWA II SpA.	185	S/E Roncacho 220 kV
Parque Solar Fotovoltaico Alwa	2963	Enel Green Power del Sur	165	S/E Roncacho 220 kV
Black Solar	2142	Inversiones Black Solar SpA	500	S/E Roncacho 220 kV
Parque Fotovoltaico Pampa Camarones II	1772	Engie Energía Chile S.A.	300	S/E Roncacho 220 kV
Parque Fotovoltaico Celda Solar	1269	Colbún S.A.	300	S/E Roncacho 220 kV

Figura 20

Escenario	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Esc A	7%	9%	1%	0%	0%	0%	0%	41%	40%	58%	58%	58%	46%	44%	29%
Esc B	8%	9%	0%	0%	0%	0%	0%	38%	36%	39%	38%	38%	46%	45%	10%
Esc C	7%	9%	1%	0%	0%	0%	0%	52%	48%	48%	47%	42%	39%	39%	35%
Esc D	7%	8%	1%	0%	0%	0%	0%	63%	62%	61%	60%	41%	39%	37%	35%
Esc E	7%	9%	1%	0%	0%	0%	0%	59%	54%	50%	49%	43%	40%	39%	37%

Figura 21

Proyecto	NUP	Empresa Solicitante	Capacidad [MW]	Punto de Conexión
BESS CHACA	4359	Colbún S.A.	240	S/E Roncacho 220 kV
PFV Alwa II	3807	ALWA II SpA.	185	S/E Roncacho 220 kV
Parque Solar Fotovoltaico Alwa	2963	Enel Green Power del Sur	165	S/E Roncacho 220 kV
Black Solar	2142	Inversiones Black Solar SpA	500	S/E Roncacho 220 kV
Parque Fotovoltaico Pampa Camarones II	1772	Engie Energía Chile S.A.	300	S/E Roncacho 220 kV
Parque Fotovoltaico Celda Solar	1269	Colbún S.A.	300	S/E Roncacho 220 kV

Figura 22

E19 – E-Fern

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
19-01	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. Pdf ID: 42, ID Obra: 06-01 Página 12- Proyecto: "Ampliación en S/E Itahue 154 kV".</p>	<p>El Proyecto propuesto en la convocatoria al Plan de Expansión 2023: "Ampliación en S/E Itahue 154 kV", nace con el objetivo de facilitar las condiciones de desarrollo de infraestructura tal que permitan evacuar la oferta de energía renovable futura evidenciada en la zona del Maule.</p> <p>Del análisis del proyecto, la Comisión indica su "no recomendación" estableciendo que "de acuerdo con los antecedentes presentados, el proyecto no cumple con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, de acuerdo a lo descrito en el punto 7.4.2 del presente informe. En particular, se detectó falta de espacio físico para el desarrollo del proyecto. Adicionalmente, la S/E Itahue constituye un punto esencial para el abastecimiento de la demanda de la zona, por lo que futuros desarrollos de la misma quedarán supeditados a su expansión para dicho propósito".</p> <p>A continuación, se enumeran las tres líneas argumentativas para la no recomendación del proyecto:</p> <p>I. Acceso Abierto, sobre lo definido en el punto 7.4.2 del informe técnico preliminar:</p>	<p>Se solicita incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023, específicamente en la sección 4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN – SISTEMA E, la obra de ampliación " Ampliación en S/E Itahue 154 kV".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, cabe señalar que las solicitudes de conexión presentadas al Coordinador en la plataforma de acceso abierto corresponden a presentaciones efectuadas respecto de los niveles de tensión de 66 y 220 kV, y no en 154 kV.</p> <p>Por otra parte, ni la presentación de la propuesta ni la observación entregan antecedentes concretos que den cuenta de la fehaciencia de los eventuales desarrollos que justificarían la incorporación de la obra, sino que se limitan a exponer antecedentes generales de público dominio -obtenidos a través de las plataformas de información técnica y acceso abierto del Coordinador-, que no aportan nuevos antecedentes al presente proceso de expansión de la transmisión.</p> <p>Finalmente, de acuerdo con lo establecido en el último inciso del artículo 89° de la LGSE, la Comisión tiene el deber de definir las posiciones de paño, en subestaciones nuevas o existentes, de uso exclusivo para la conexión de obras de sistemas de transmisión nacional, zonal o de polos de desarrollo. Por lo anterior, se entiende que puede abstenerse de incorporar en la planificación proyectos asociados a instalaciones consideradas como potenciales sujetos de obras de expansión de alguno de los sistemas mencionados en el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Los criterios a analizar para que el proyecto cumpla con lo establecido en la metodología son:</p> <p>a) análisis de coherencia entre los plazos requeridos para la conexión oportuna de los proyectos de generación o consumo, y las fechas estimadas para contar con la obra en operación en caso de ser incorporada en el plan de expansión.</p> <p>La obra “Ampliación en S/E Itahue 154 kV” considera un plazo constructivo de 18 meses, por lo que su entrada en operación podría proyectarse para el primer semestre del 2027 de ser considerada en el presente plan de expansión. Por otro lado, en acceso abierto existen proyectos con SAC rechazada por falta de espacio de conexión, los cuales suman aproximadamente 415 MW, pudiendo estos desarrollarse oportunamente si obras de ampliación se promueven en esta subestación.</p> <p>b) análisis del potencial de generación en la zona ubicada en torno al punto en donde se levanta el requerimiento.</p> <p>Mediante acceso abierto se identifican 759 MW en proyectos de generación con Solicitud de Conexión a Itahue 66 kV e Itahue 220 kV.</p>		<p>referido artículo 89º, tal como se indicó en la respuesta asociada al rechazo de la incorporación de la obra en cuestión al ITP.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>c) identificación de posibles economías de ámbito o de escala en relación con la ejecución de otras obras en la zona.</p> <p>La ampliación permite la conexión de tramos de línea por desarrollo de la transmisión de la zona.</p> <p>d) identificación de los posibles efectos sobre el medioambiente, el territorio y las comunidades.</p> <p>Este punto es resuelto mediante los antecedentes que deben ser enviados al Coordinador una vez considerada la obra.</p> <p>II. Espacio físico identificado</p> <p>La propuesta de proyecto busca generar las condiciones habilitantes para la conexión de proyectos en el patio 154 kV de la subestación Itahue. Contrariamente a lo indicado por la CNE, en nuestra propuesta hemos detectado espacio, de aproximadamente 3.700 m², en instalaciones comunes de la subestación factibles de ser utilizado como extensión del patio 154 kV en sentido noreste, tal como indica la siguiente figura.</p> <p>Ver Figura 23.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Figura: área posible de ampliación Patio 154 kV en S/E Itahue</p> <p>Si bien la propuesta de nuestra representada busca extender la barra principal en a lo más 3 nuevas posiciones de paño, es recomendable reconsiderar la máxima ampliación una vez realizada la ingeniería de licitación del proyecto de ampliación. De todas formas, y de acuerdo también a lo proyectado, la subestación tiene la holgura suficiente para habilitar al menos dos nuevas posiciones en el patio 154 kV. Lo anterior, queda esquematizado en la figura siguiente.</p> <p>Ver Figura 24.</p> <p>Figura: Patio 154 kV Subestación Itahue (fuente: Google Earth).</p> <p>De acuerdo a los antecedentes anteriormente expuestos, le solicitamos a la CNE reconsiderar esta obra de ampliación y, si de acuerdo a sus análisis así lo determinan, establecer una ampliación del patio en a lo más 3 posiciones de paño en el patio 154 kV de la S/E Itahue.</p> <p>III. Motivos para la expansión de la transmisión</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Como último argumento, la Comisión específica que la subestación en cuestión constituye un punto esencial para el abastecimiento de demanda de la zona, por lo que futuros desarrollos quedarán supeditados a dicho propósito. No obstante, lo anterior no corresponde a un argumento válido en términos de lo establecido en la LGSE y Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, específicamente lo indicado a partir del artículo 69 de este.</p>		
19-02	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf</p> <p>ID: 46, ID Obra: 09-01 Página 13- Proyecto: "Nueva S/E Purranque 220/66 kV: Etapa 1"</p>	<p>El Proyecto propuesto en la convocatoria al Plan de Expansión 2023: "Nueva S/E Purranque 220/66 kV: Etapa 1" nace con el objetivo de otorgar seguridad y abastecimiento de clientes regulados de la zona Purranque en el corto y mediano plazo.</p> <p>De la solicitud, la Comisión indica su "no recomendación" estableciendo que "a partir de los análisis realizados por la Comisión, se ha definido que resulta pertinente postergar su estudio y eventual incorporación para futuros procesos de expansión de la transmisión, en particular a la espera de la tramitación de la propuesta modificación normativa contemplada en el Plan Normativo</p>	<p>Se solicita incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023, específicamente en la sección 4.2, la obra nueva "Nueva S/E Purranque 220/66 kV: Etapa 1".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los argumentos cuantitativos indicados en la observación respecto de la cargabilidad de la línea 2xx66 kV Purranque - Frutillar, no se condicen con los resultados obtenidos por esta Comisión en sus análisis, debido a que el tramo en cuestión se considera bajo un esquema de operación abierto en el extremo Frutillar.</p> <p>Adicionalmente, lo que se plantea respecto de la mejora en las condiciones de seguridad en la zona no constituye un argumento suficiente, debido a que no existe sustento normativo que habilite la incorporación en forma directa de una obra de estas</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2024, descrita en la Resolución Exenta Nº 654, publicada el 29 de diciembre de 2023, específicamente aquella relativa al artículo 5-5 de la NTSyCS y su relación con el proceso de planificación respecto a la evaluación de obras por seguridad en los sistemas de Transmisión Zonal”.</p> <p>En lo que respecta a la justificación del proyecto, este adicionalmente a su aporte en seguridad y suficiencia para el abastecimiento de clientes regulados, presenta la ventaja de disminuir las eventuales sobrecargas en transferencias al transformador en “SE Pilauco” y disminuir las congestiones en el tramo “Rahue – Frutillar Norte”, en donde se observó que los clientes regulados requieren de obras de transmisión que entreguen redundancia (N-1), en donde se identifica que en el tramo de transformación Pilauco 220/66 kV como en los tramos de transporte 2x66 Barro Blanco – Purranque la capacidad de transporte supera el 85% de capacidad en el corto plazo, esto es previo al año 2025. Así, la obra también se justifica por problemas de suficiencia en capacidad de transformación de clientes regulados ubicados en la zona de Osorno.</p> <p>Así las cosas, y de acuerdo con lo indicado en el artículo 89 del Reglamento de Planificación,</p>		<p>características sólo para efectos de garantizar el cumplimiento de un estándar de seguridad coherente con el criterio N-1 en instalaciones zonales. Por su parte, de los antecedentes recibidos y los análisis realizados, no se desprende la necesidad de incorporar una obra para efectos de conseguir un aumento tal en el nivel de seguridad de abastecimiento de la zona.</p> <p>Finalmente, es importante relevar que la ubicación de la instalación que se propone ampliar a efectos de entregar respaldo al transformador 220/66 kV de la S/E Pilauco, se encuentra a una distancia de aproximadamente 40 km de esta última, siendo conectadas a través de líneas de 66 kV que poseen una capacidad de transmisión acotada, limitando fuertemente la efectividad de la solución propuesta para dichos efectos.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>en la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio se especifican las condiciones que permiten determinar las necesidades de obras de expansión para garantizar la seguridad y calidad de servicio respecto del abastecimiento de la demanda a clientes finales en el horizonte de planificación. Así, la Comisión tiene atribuciones definidas para considerar aquellas obras zonales que tengan como propósito conseguir mejoras en la seguridad de servicio, consistente con el criterio N-1, que enfrentan los clientes finales. Lo anterior cobra mayor relevancia si adicionalmente se esperan en el mediano plazo problemas de suficiencia en el transformador Pilauco 220/66 kV.</p> <p>Cabe mencionar, que existen obras en el actual Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión que son promovidas por la Comisión y tienen como objetivo subsanar condiciones de Seguridad para el abastecimiento de clientes regulados. A modo de ejemplo, la obra “Nueva S/E Alto Molle y Nueva Línea 2x110 kV Alto Molle – Cóndores” busca solucionar problemas de suficiencia en la ciudad de Iquique y entrega la robustez necesaria en seguridad (doble circuito de línea Cóndores – Alto Molle) para los clientes regulados.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Adicionalmente a lo indicado anteriormente, se solicita que la CNE evalúe este proyecto desde el punto de vista de beneficios operacionales sistémicos al permitir un nuevo punto de abastecimiento para clientes regulados y descongestiones futuras en tramos de transformación de la subestación Pilauco.</p> <p>Finalmente, dada las características de la zona y su potencial eólico resulta recomendable habilitar un nuevo punto de conexión de nuevos proyectos dado que proyectos de la zona que buscan interconectarse en S/E Tineo y S/E Frutillar Norte ya no tienen limitaciones de acceso abierto de acuerdo a lo que se puede observar en la plataforma de acceso abierto del Coordinador Eléctrico Nacional.</p> <p>De lo anteriormente descrito, nuestra representada solicita considerar que la obra "Nueva S/E Purranque 220/66 kV: Etapa 1" sea parte del Informe Técnico Final del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2023.</p>		

Anexos Empresa 19

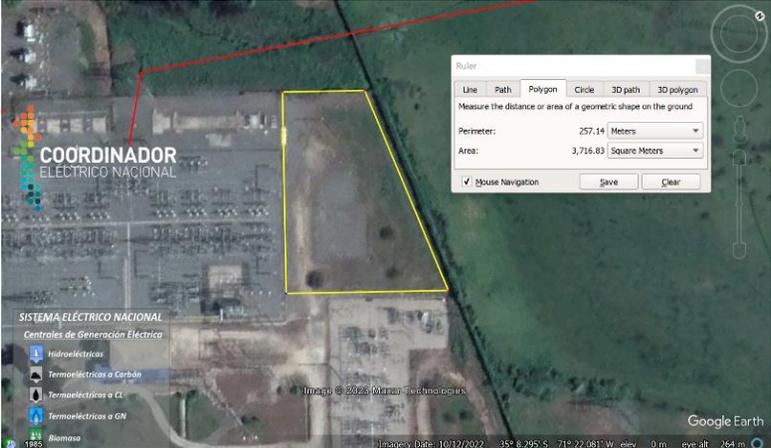


Figura 23



Figura 24

E20 – Anglo American

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
20-01	8.1.1 NUEVO PATIO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI	<p>La Tabla 8-2 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “NUEVO PATIO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios netos positivos presentes en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 25</p> <p>Por otro lado, la Tabla 8-1 del informe, que se muestra a continuación, contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base-Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Ver Figura 26</p> <p>Al respecto, hacemos presente que sólo a partir del año 2034 del proyecto entrega beneficios netos al sistema, para lo cual puede comenzar a su desarrollo en 2031. Si el proyecto fuera incluido en el presente Plan de Expansión, podría darse que el sistema tenga que pagar por su VATT desde 2029 a 2033 sin producir ningún beneficio económico neto para el sistema.</p> <p>Por tanto, el proyecto “8.1.1 NUEVO PATIO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI” debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en un futuro proceso.</p> <p>Cabe destacar que el criterio señalado ha sido ratificado por el Panel de Expertos en el análisis de numerosas obras, en los Dictámenes 02-2020 y 07-2021, y explícitamente para el caso de este proyecto en el Dictamen 39-2023.</p>	Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “NUEVO PAT IO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI”, en atención a que, de ser incluido en el presente plan el proyecto no produciría beneficios netos positivos desde el año 2029 al 2033.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, cabe señalar que el propósito de incorporar la obra en este proceso, y no en siguientes, es otorgar certezas al adjudicatario de la obra nueva que se conectará a esta instalación, de modo que el eventual pago de un VATT durante el periodo que medie entre la entrada en operación de una obra y la otra, corresponde a un costo que debe contrastarse con la reducción del costo de la obra nueva por efecto de la disminución del riesgo señalado, por lo que no es directa la eventual pérdida que se señala en la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				observación. Asimismo, esta Comisión ajustó la obra en relación con lo incorporado en el proceso de expansión anterior, de modo de incorporar el mínimo alcance necesario para conseguir el propósito indicado, descartando la incorporación de los equipos de transformación 500/220 kV frente a la incertidumbre de la eficiencia de su incorporación en esta instancia, situación que se revisará en los siguientes procesos de expansión.
20-02	8.1.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI	<p>La Tabla 8-7 presentada en el informe muestra la evaluación económica del proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios netos positivos presentes en 2 de 3 escenarios.</p> <p>Ver Figura 27.</p> <p>En el cuerpo del informe no se presenta el desglose de la evaluación por cada año,</p>	Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS –	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien lo planteado en la observación es correcto, en términos de los resultados obtenidos al inicio de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>la cual sí se encuentra en la planilla anexa “Evaluación Económica General _Control de Flujo Ciruelos – Nueva Pichirropulli.xlsx.”</p> <p>La siguiente tabla contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base-Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Ver Figura 28.</p> <p>Si se considera que el plazo para el desarrollo del proyecto fue establecido en 36 meses, y a ellos se le agregan los plazos que típicamente toman las etapas del proceso desde la publicación del Informe Técnico Final hasta la entrada en operación del proyecto, la fecha de entrada en operación de este proyecto se estima para enero/2029, y no para enero/2030 como se indica en la planilla de evaluación económica.</p> <p>Por tanto, la CNE no ha demostrado que la inclusión del proyecto en el presente plan, considerando su entrada en operación en enero/2029, sea económicamente conveniente para el sistema, con lo cual podría darse que el sistema tenga que pagar por su VATT el año 2029 sin obtener ningún beneficio.</p> <p>El análisis que hemos presentado también aplica a la evaluación económica presentada en la Tabla 8-8 exhibida en el informe.</p> <p>Por tanto, el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI” debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en el próximo proceso.</p> <p>Cabe destacar que el criterio señalado ha sido ratificado por el Panel de Expertos en el análisis de numerosas obras, en los Dictámenes 02-2020, 07-2021 y 39-2023</p>	<p>NUEVA PICHIRROPULLI”, en atención a que la CNE no ha demostrado que el proyecto produzca beneficios netos positivos durante el año 2029.</p>	<p>la entrada en operación de la obra, es importante indicar que, dadas las complejidades de tramitación y ejecución de obras en la zona sur, y de acuerdo con lo señalado en diversas observaciones del presente proceso, esta Comisión ha incrementado el plazo de ejecución de la obra en 12 meses, de modo que lo observado no sería aplicable.</p>
20-03	8.1.2 NUEVO SISTEMA DE	Sin perjuicio de que el proyecto NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI no debería ser incluido en el	En caso de que la CNE decida no	No se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI	<p>presente plan de expansión, sino que aplazado para su evaluación en el próximo proceso, se observa que la CNE no ha evaluó como alternativa al proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI”, un proyecto de cambio de conductor por conductor de alta temperatura. El proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI” tiene un VI de aproximadamente 22 millones de dólares con un plazo de 36 meses, para aumentar la capacidad de transmisión entre Ciruelos y Nueva Pichirropulli, la que es una línea de 86 km y sólo un conductor por fase. Como parte del proceso del plan de expansión y sus principios, se debe evaluar las alternativas que permitan dar solución a los problemas identificados, y recomendar las obras que cumplan con los criterios que establece la normativa, en este caso, los aplicables a Eficiencia Operacional. En esta línea, a modo de ejemplo y antecedente, podemos mencionar:</p> <p>a) El caso del Plan de Expansión 2019, donde la CNE evaluó el proyecto “Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal” con un VI referencial de 19,5 millones de dólares, para un cambio de conductor de 84 km en 220 kV, de 2x182,9 MVA, un conductor por fase, dos circuitos, por uno de alta temperatura de 550 MVA a 35°C con sol, con un plazo de 36 meses.</p> <p>b) El caso del proyecto “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín”, que fue adjudicado por un VI de 18,1 millones de dólares, para un cambio de conductor de 113 kilómetros en 220 kV, de 2x197 MVA a 25°C con sol, un conductor por fase, dos circuitos, por uno de alta temperatura de 420 MVA a 35°C con sol, con un plazo de 36 meses. El VI referencial que utilizó la CNE en esa ocasión fue de 10,3 millones de dólares.</p> <p>Con lo anterior, estimamos que la alternativa del cambio de conductor podría ser competitiva con el equipo de control de flujo.</p>	<p>postergar la evaluación del proyecto 8.1.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI para el próximo plan de expansión, se solicita:</p> <p>a) Evaluar económicamente la alternativa de cambio de conductor por conductor de alta temperatura, en los tramos en que ello sea conveniente entre CIRUELOS y NUEVA PICHIRROPULLI. Considerar la alternativa de cambiar conductor en sólo uno de los circuitos, y la alternativa de</p>	<p>Dentro del análisis de soluciones se consideraron refuerzos en los tramos señalados, sin embargo, se descartaron en las etapas previas debido a que los valores de inversión estimados superan los costos de inversión del sistema de control de flujo. Asimismo, cabe destacar que la estimación del valor de inversión de un refuerzo en la zona debe considerar los costos actualizados, los riesgos asociados a su ejecución y los costos asociados a la desconexión de las líneas para su desarrollo (en términos de las eventuales restricciones de operación que</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Ver Figura 29.	<p>cambiar conductor en los dos circuitos.</p> <p>b) Realizar la nueva evaluación solicitada en a), ya sea considerando los mayores costos de operación asociados a las desconexiones en caso de trabajar con línea desenergizada, o bien considerando en el Vi del proyecto el que los trabajos sean con línea energizada.</p> <p>c) Indicar en el informe el detalle de la valorización del proyecto de cambio de conductor evaluado.</p>	<p>produzcan). Por otro lado, existen antecedentes que reflejan las complejidades para ejecutar obras de refuerzo en la zona, lo que a su vez aumenta los riesgos de su materialización efectiva, así como sus costos.</p> <p>A mayor abundamiento, es preciso indicar que los equipos de control de flujo propuestos permiten aprovechar las capacidades de transmisión existentes, dada la existencia de corredores en paralelo, de modo de utilizar al máximo las capacidades de cada corredor de acuerdo a las diversas condiciones de operación que se presenten (oferta y</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				demanda), entregando no sólo una mayor capacidad efectiva de transmisión, sino también mayor flexibilidad para la operación de la red en esa zona.
20-04	8.1.3 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO Y REFUERZO PRIMER CIRCUITO LAGUNILLAS – CHARRÚA 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI, LAGUNILLAS – CHARRÚA 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN NUEVA S/E SECCIONADORA TOMECA	<p>En relación a la evaluación de este proyecto, al revisar las bases de datos de simulación OSE y los flujos esperados, se observa que parte relevante del beneficio económico del proyecto proviene de la inyección de 1.100 MW de centrales eólicas en Hualqui. Con lo anterior, es posible que parte relevante de los beneficios que se han atribuido a realizar el conjunto de obras en el tramo Charrúa - Lagunillas provengan realmente de realizar las obras sólo en el tramo Charrúa - Hualqui.</p> <p>Por lo anterior, y tal como se ha validado por dictámenes del Panel de Expertos en esta materia, este tipo de proyectos se debe analizar por partes, de tal manera de detectar si los beneficios de ampliar un tramo están o no subsidiando los beneficios de ampliar el otro tramo. Es decir:</p> <p>a) Evaluar la conveniencia económica de ampliar el tramo Charrúa – Hualqui 220.</p> <p>b) Si la evaluación a) resulta positiva, evaluar la conveniencia económica de ampliar el tramo Hualqui - Lagunillas 220, considerando en el caso base que el tramo Charrúa – Hualqui 220 tiene la ampliación.</p> <p>c) Si a) ni b) resulta positivas, entonces evaluar la ampliación del tramo completo Charrúa – Hualqui – Lagunillas 220, considerando en el caso base que no se realiza ninguna ampliación.</p>	Se solicita evaluar económicamente la ampliación de los tramos Charrúa – Hualqui 220 y Hualqui – Lagunillas 220 por separado, en particular considerando la secuencia indicada en la observación.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>A partir de lo solicitado, se realizaron nuevas simulaciones que permiten reflejar los beneficios de la obra por cada tramo de la misma.</p> <p>Se destaca que el beneficio de la obra no se debe en exclusiva a consecuencia de la generación despachada en S/E Hualqui, si no también se encuentran</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				asociados al abastecimiento de la demanda que se toma desde la S/E Lagunillas, además de la generación esperada en la zona de Lebu.
20-05	8.4.4 NUEVA S/E TOMECO	<p>En la evaluación por “Acceso Abierto” la CNE indica: “El proyecto tiene como objetivo proporcionar una nueva subestación que permita el desarrollo de nuevos proyectos de generación, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región del Bío-Bío, en particular la comuna de Yumbel. Esta subestación estará ubicada a aproximadamente 30 kilómetros al este de la subestación Hualqui y seccionará el actual circuito existente y el segundo circuito, incorporado en el presente plan de expansión, de la línea 2x220 kV Hualqui - Charrúa. Cabe indicar que esta zona se ha consolidado como un punto de interés para el desarrollo de proyectos de generación, lo que se condice con el volumen de propuestas recibidas con el mismo objetivo.”</p> <p>Al respecto se observa:</p> <p>a) La CNE indica que existe un “potencial energético” y que “esta zona se ha consolidado como un punto de interés para el desarrollo de proyectos de generación”. Sin embargo, no entrega antecedentes que sustenten esas afirmaciones, señalando por ejemplo la ubicación de los proyectos, el tipo de proyectos y su tamaño en MW.</p> <p>b) Lo anterior es particularmente relevante considerando que se está proponiendo la nueva subestación Tomeco, ubicada a 30 km de Hualqui y a 30 km de Entre Ríos.</p>	Se solicita a la CNE eliminar del plan de expansión el proyecto NUEVA S/E TOMECO, considerando que la CNE no ha presentado antecedentes que sustentan sus afirmaciones ni justifican este proyecto, así como tampoco ha justificado la conveniencia de su ejecución, considerando la existencia de subestaciones cercanas tales como Hualqui y Entre Ríos.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En primer lugar, resulta conveniente indicar que los EGPT muestran un importante desarrollo proyectado en la zona propuesta para la ubicación de la S/E Tomeco, lo cual queda reflejado en las figuras 8-13 y 8-14 del ITF, en donde se da cuenta del potencial eólico de la zona (figura 8-13) y los montos esperados para su despliegue (figura 8-13).</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Adicionalmente, y de acuerdo a lo solicitado en la observación 28-07, se incorpora un condicionamiento respecto de la adjudicación de la obra.</p> <p>Finalmente, es preciso señalar que 30 km constituye una distancia relevante en el contexto del desarrollo de proyectos de generación, especialmente al considerar la ineficiencia que se genera, desde el punto de vista territorial, al tener que tenderse diversos trazados para un mismo propósito (efecto cuerda de guitarra), a lo que se suma el hecho de la falta de espacios en la S/E Hualqui (incluso al considerar las</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				ampliaciones incorporadas previamente). De esta forma, incorporando la obra al presente proceso, e incluyendo el condicionamiento señalado, esta Comisión entiende que se logra el propósito de generar condiciones de acceso abierto, toda vez que se resguarda el principio de eficiencia económica, conjugando de buena forma los mandatos legales para el proceso de expansión de la transmisión.
20-06	5 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS CON ANTERIORIDAD; 8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS –	Se observa que la CNE no incluyó en la sección 5 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS CON ANTERIORIDAD ninguna modificación a proyectos contenidos en decretos de expansión pasados. Al respecto, el artículo 75 del Reglamento DS37-2019 indica: “Artículo 75.- En casos excepcionales y por razones económicas, de eficiencia o seguridad, tales como, el surgimiento de nuevos antecedentes que den cuenta de la imposibilidad de materializar un proyecto decretado en un Plan de Expansión o la necesidad de modificar las especificaciones originalmente establecidas, la Comisión podrá modificar en un nuevo Proceso de Planificación las Obras Nuevas o	Se solicita a la CNE: 1) Realizar una reevaluación del proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo	No se acoge la observación. En conformidad con lo dispuesto en el artículo 75 del Reglamento, la facultad de modificar el alcance de una obra establecida en un plan

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	SECCIONADORA LO AGUIRRE;	<p>de Ampliación establecidas con anterioridad, siempre que éstas no hubiesen sido adjudicadas por el Coordinador. El proceso de licitación y adjudicación de la respectiva obra no podrá iniciarse en el caso de que en el informe técnico preliminar de un Plan de Expansión se contemple una modificación de las señaladas anteriormente.”</p> <p>Al respecto, hacemos presente los siguientes antecedentes:</p> <p>1) El proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”, recomendado por la CNE en el Plan de Expansión del año 2021, contenido en el decreto de plan de expansión DS257-2022, tenía un valor referencial de 211 MMUSD, lo que equivale a un VATT de aproximadamente 19,2 MMUSD (tasa 7%, vida útil 40 años y COMA de 1,6% del VI).</p> <p>2) El Coordinador, con fecha 06/11/2023 declaró desierta la respectiva licitación, habiendo recibido ofertas por 47,9 MMUSD y 53,4 MMUSD, por haberse superado el Valor Máximo de las ofertas, y el Valor Margen ce Reserva. Como se puede ver, los valores ofertados fueron al menos 2,5 veces el monto de inversión con que la CNE evaluó el proyecto en el Plan de Expansión 2021.</p> <p>3) En el Plan de Expansión 2021, la CNE calculó el valor presente de los beneficios de proyecto, indicados en la última fila de la tabla 8.3 del informe (reproducida a continuación).</p> <p>Ver Figura 30.</p> <p>4) Por su parte, en los anexos electrónicos del informe puede verse el detalle por año de los beneficios netos (reproducida a continuación). Al respecto, destacamos que los beneficios netos de los años 2027 a 2029, que oscilan entre 2 a 18 MMUSD, tienen internalizado un VATT a pagar de aproximadamente 19,2 MMUSD. Si consideramos que la oferta más económica fue de 47,9 MMUSD, entonces a los beneficios netos se debe restar al menos la diferencia entre los 47,9 MMUSD y los 19,2 MMUSD, es decir, restar 28,7 MMUSD. Con lo anterior, es claro</p>	<p>Aguirre” contenido en el decreto de plan de expansión DS257-2022, en aplicación del artículo 75 del Reglamento DS37-2019.</p> <p>2) En la evaluación señalada en el punto 1) anterior, realizar una reevaluación del valor de inversión y VATT a utilizar, considerando que las ofertas recibidas en la licitación del proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” fueron considerablemente mayores a los valores referenciales estimados por la CNE.</p>	<p>anterior opera sólo para casos excepcionales, y por razones "económicas, de eficiencia o seguridad, tales como el surgimiento de nuevos antecedentes que den cuenta de la imposibilidad de materializar un proyecto decretado en un plan de expansión o la necesidad de modificar las especificaciones originalmente establecidas (...) siempre que éstas no hubiesen sido adjudicadas por el Coordinador". En este orden de ideas, el cumplimiento de los referidos requisitos se relaciona con el impacto que la modificación de una obra puede tener en el resto de los análisis</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>el proyecto no habría entregado beneficios netos positivos entre 2026 y 2029 en ninguno de los escenarios, y por tanto, el proyecto no habría sido incluido en el plan de expansión 2021.</p> <p>Ver Figura 31.</p> <p>5) Por otro lado, aún con el VATT utilizado por la CNE originalmente, el proyecto comenzó a presentar beneficios netos negativos desde 2030, año que coincide con la fecha en que proyectó la entrada del sistema HVDC Kimal, esta es, octubre/2029.</p> <p>6) A la fecha no se cuenta con el plazo en que el Coordinador licitará nuevamente el proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”, pero si este fuera adjudicado en mayo/2025, se estima que entraría en operación en enero/2029. Si se toma en cuenta que, en el presente plan de expansión, el proyecto HVDC tiene proyectada su fecha de entrada para mayo/2029, entonces el “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” sólo podría traer potenciales beneficios durante 4 meses, como apoyo previo a la entrada del sistema HVDC.</p> <p>Con lo anterior, se configuran razones económicas y de eficiencia para que la CNE aplique el artículo 75 del Reglamento DS37-2019, realice una reevaluación del proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”, y finalmente concluya respecto de la conveniencia de mantener, modificar, o eliminar el proyecto en el plan de expansión del decreto DS257-2022.</p>	<p>3) Considerando lo indicado en 1) y 2), concluir fundamentamente respecto de la conveniencia de mantener, modificar, o eliminar el proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” del plan de expansión del decreto DS257-2022.</p> <p>4) Reevaluar el proyecto AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE, incluyendo: i) las modificaciones que</p>	<p>que se realizan en cada proceso. Por su parte, el primer proceso de licitación de la obra en análisis dejó una serie de consideraciones a tener en cuenta para un siguiente proceso, tanto en términos de los valores de inversión como respecto de otros elementos que, en caso de ser ajustados, podrían impactar favorablemente en sus resultados, por lo que no corresponde realizar un análisis parcial de la situación centrándose únicamente en el valor de las ofertas recibidas. Finalmente, si bien esta Comisión considera factible la eventual aplicación de la facultad contenida en el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			haya realizado al proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”. ii) El recálculo de su VI considerando los antecedentes tenidos a la vista.	artículo 75 del Reglamento al caso en cuestión, resulta necesario, en primer término, acreditar el cumplimiento de los requisitos que la referida disposición establece, situación que será analizada nuevamente en el contexto del próximo proceso de expansión de la transmisión, que ya se encuentra en curso.
20-07	8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	<p>La Tabla 8-14 presentada en el informe muestra la evaluación económica del proyecto “AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE”, donde se observa que el proyecto otorga beneficios netos positivos presentes en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 32.</p> <p>En relación al presente proyecto, si se considera que el plazo para el desarrollo del proyecto fue establecido en 36 meses, y a ellos se le agregan los plazos que típicamente toman las etapas del proceso desde la publicación del Informe Técnico Final hasta la entrada en operación del proyecto, la fecha de entrada en operación de este proyecto se estima para enero/2029, y no para enero/2030 como se indica en la planilla de evaluación económica.</p>	Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE”, en atención a que la CNE no ha demostrado que el	Ver respuesta a observación 11-09.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por tanto, la CNE no ha demostrado que la inclusión del proyecto en el presente plan, considerando su entrada en operación en enero/2029, sea económicamente conveniente para el sistema, con lo cual podría darse que el sistema tenga que pagar por su VATT el año 2029 sin obtener ningún beneficio.</p> <p>Por tanto, el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI” debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en el próximo proceso.</p> <p>Cabe destacar que el criterio señalado ha sido ratificado por el Panel de Expertos en el análisis de numerosas obras, en los Dictámenes 02-2020, 07-2021 y 39-2023.</p>	<p>proyecto produzca beneficios netos positivos durante el año 2029.</p>	
20-08	8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	<p>El Artículo 103 del Reglamento señala que el informe técnico debe incluir, a lo menos, lo siguiente para cada sistema de almacenamiento:</p> <p>“Artículo 103.- En el informe técnico que contenga el Plan de Expansión se deberá incluir, al menos, lo siguiente para cada Sistema de Almacenamiento de Energía propuesto:</p> <p>a) Las especificaciones que permitan cubrir los servicios de transmisión requeridos teniendo en cuenta criterios de disposición, tamaño, características técnicas, entre otros.</p> <p>b) Los requerimientos de modularidad en su diseño e implementación y la posibilidad de reubicar la instalación.</p> <p>c) Las exigencias y condiciones de operación esperadas y el nivel de desempeño que deberá mantener, y que se hayan tenido en cuenta para la estimación de su V.A.T.T. referencial.</p> <p>d) Los servicios compatibles que pueda proveer que no afecten el servicio de transmisión requerido ni su vida útil.”</p> <p>Al respecto, hacemos presente que el informe técnico no presenta varios de los criterios antes señalados, como lo son el tamaño, posibilidad de reubicar la instalación, servicios compatibles con el servicio de transmisión requerido, entre otros.</p>	<p>Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE”, puesto que en su recomendación la CNE no ha dado cumplimiento al artículo 103 del Reglamento DS37-2019.</p>	<p>Ver respuesta a observación 11-09.</p>
20-09	8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO	<p>Junto con todo lo anterior, el informe también indica lo siguiente:</p> <p>“Se considera la instalación de equipamiento de almacenamiento de 150 MVA/37,5 MWh en S/E Ciruelos, que considere la posibilidad de realizar control de</p>	<p>En caso de que la CNE considere no eliminar del plan de</p>	<p>Ver respuesta a observación 11-09.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE</p>	<p>tensión de manera coordinada con el almacenamiento en S/E Lo Aguirre...”</p> <p>En relación a esto, el Artículo 102 del Reglamento señala lo siguiente con respecto a la aceptación de sistemas de almacenamiento en el sistema de transmisión: “...Se podrán incorporar Sistemas de Almacenamiento de Energía que permitan aumentar la capacidad segura de transmisión o suministrar la demanda de clientes finales donde se verifique que una solución a través de líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas convencionales de infraestructura de transmisión no resulta adecuada, ya sea por eficiencia económica u oportunidad.”</p> <p>Según a lo indicado en el reglamento, se observa que el análisis realizado en el informe no considera evaluación con respecto a alternativas que puedan solucionar el problema de manera más económica para el sistema (SVC, STATCOM).</p>	<p>expansión el proyecto “AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE” se solicita demostrar mediante análisis económicos que el equipamiento de almacenamiento propuesto es la solución más económica que soluciona el problema. Adicionalmente, se solicita incluir toda la información requerida para el sistema de almacenamiento propuesto, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 103 del Reglamento.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
20-10	8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	<p>Sin perjuicio de que el proyecto AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE no debería ser incluido en el presente plan de expansión, sino que aplazado para su evaluación en el próximo proceso, se observa que la CNE:</p> <p>a) Sólo incluyó 9 hidrologías en su análisis final de beneficios, en lugar de 34 como en otros casos.</p> <p>b) No presentó estudios eléctricos que demuestren que efectivamente se puede obtener los límites de transmisión que consideró en las bases de datos OSE. Cabe señalar que cuando la CNE recomendó el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE” como parte del Plan de Expansión 2021, entregó una tabla con los límites de transmisión en los casos con y sin proyecto (copiada a continuación), y justificó esos límites en base a estudios eléctricos (en la página 134 del ITF del Plan de Expansión 2021, la CNE indicó “Los límites N-1 se basan en los incrementos señalados en la tabla 1-3 del documento Resumen Estudio BESS Parinas – Polpaico.pdf, adjunto en los anexos del informe”. Destacamos que el hecho de no haber presentado estos límites y estos estudios en el presenta plan de expansión, impide que los interesados puedan realizar observaciones, y en particular que el Coordinador pueda realizar observaciones a un proyecto que afecta la operación y los límites de transmisión seguros entre las subestaciones Lo Aguirre y Ciruelos, incluyendo el sistema de 500 kV.</p> <p>Ver Figura 33.</p>	<p>En caso de que la CNE realice la evaluación económica de la entrada del proyecto en 2029, esta debe incluir las siguientes características:</p> <p>a) Debe incluir 34 hidrologías al igual que el resto de los proyectos evaluados, por uniformidad de criterio.</p> <p>b) Debe indicar los límites de transmisión que consideró para los casos con y sin proyecto, y los supuestos que consideró en cada caso.</p> <p>c) Debe justificar mediante estudios eléctricos que efectivamente se puede operar el sistema con los</p>	Ver respuesta a observación 11-09.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			límites de transmisión propuestos, y que consideró en las bases de datos OSE.	
20-11	7.3.4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	<p>Se observa que la CNE indicó haber utilizado el “Informe Preliminar del proceso quinquenal 2023-2027” (en adelante “PELP 2023-2027”), para la elaboración de los escenarios de generación para la planificación de la transmisión. Al respecto, hacemos presente que:</p> <p>El art 76 del Reglamento 37-2019 establece:</p> <p>“Artículo 76.- La Comisión deberá considerar en el Proceso de Planificación de la Transmisión, la Planificación Energética, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 3 del Título III del presente reglamento.”</p> <p>El art 83 contenido en el capítulo 3 de Título III del Reglamento 37-2019 establece:</p> <p>“Artículo 83.- La Comisión deberá ajustar cada uno de los Escenarios Energéticos definidos por el Ministerio en la Planificación Energética, definiendo la capacidad de expansión de generación y de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, así como su localización en las distintas barras del Sistema Eléctrico para la conformación de los EGPT. Para dichos efectos, deberá considerar la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión mediante una metodología debidamente justificada en el informe técnico.</p> <p>Cada EGPT deberá contener los respectivos polos de desarrollo de su correspondiente Escenario Energético.</p>	Se solicita a la CNE que, con el fin de dar cumplimiento a la normativa vigente, se reevalúen todos aquellos proyectos del plan de expansión evaluados bajo el Informe preliminar PELP 2023-2027, bajo los escenarios y criterios del Informe Final de la PELP 2018-2022 actualizado mediante el Informe de Actualización de Antecedentes 2023 emitido por el Ministerio de Energía.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se corrige la mención respecto de la PELP utilizada en el desarrollo del informe técnico y se ajustan los escenarios en función de esta modificación. Se retoman los análisis con la configuración de supuestos y escenarios del proceso PELP 2018-2023 y sus respectivas actualizaciones, lo que permite corroborar que tanto los escenarios mismos, en términos de su despliegue de generación, como en términos de los resultados obtenidos</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Para estos efectos, la Comisión utilizará los datos y antecedentes contenidos en el informe a que se refiere el artículo 17 del Decreto N° 134, de 2016, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo, que se encuentre vigente a la fecha de inicio del Proceso de Planificación y sus actualizaciones anuales, en caso de corresponder.</p> <p>En cada Proceso de Planificación, la Comisión podrá solicitar información adicional al Ministerio respecto de la referida en el inciso anterior, de manera que se puedan realizar los ajustes necesarios a ésta para ser utilizada en cada Proceso de Planificación anual.”</p> <p>Al respecto, hacemos presente que, a la fecha elaboración del ITP:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) No se emitió el Informe Final de la PELP 2023-2027. b) Se contaba con el Informe Final de la PELP 2018-2022. c) La CNE contaba con el Informe de Actualización de Antecedentes 2023 emitido por el Ministerio de Energía (publicado en https://energia.gob.cl/pelp/repositorio). 		<p>en las evaluaciones realizadas, no sufrieron variaciones significativas.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, es importante relevar que esta Comisión realizó un análisis previo a la emisión del ITP, respecto de qué información utilizar en el desarrollo del informe, a fin de resguardar la continuidad del proceso en términos de los escenarios a utilizar. Lo anterior, teniendo en cuenta que el Informe Preliminar de la PELP 2023-2027 se encuentra disponible desde fines de agosto de 2021, y que el Informe de Actualización de Antecedentes de la PELP 2018-2022,</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>correspondiente al año 2023, fue publicado a fines de septiembre de dicho año, fecha en la cual esta Comisión ya había iniciado el trabajo de conformación de los EGPT para efectos de los análisis a desarrollar en la planificación de la transmisión. Por tal motivo, este servicio decidió utilizar la mejor información disponible para perfeccionar los EGPT utilizados en el proceso previo, complementando los EGPT utilizados en el proceso de expansión 2022 con la información proveniente del proceso PELP 2023-2027, con el propósito de favorecer una transición entre</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				ambos procesos PELP y su correlato práctico en los procesos de expansión de la transmisión.
20-12	8.2.1 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE IQUIQUE	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.1 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda.</p> <p>De acuerdo con lo descrito en el informe, los proyectos analizados en el 8.2.1 se proponen para lograr la descarga de la SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón. En relación a la S/E Alto Hospicio, el informe señala que: “...no se cuenta con terreno disponible para ampliar la S/E Alto Hospicio y el crecimiento de la comuna de Alto Hospicio sería hacia el sector sur de la misma subestación.”</p> <p>Con respecto al terreno disponible, la Figura 8-21 contenida en el informe no muestra con claridad la disponibilidad de terreno en las inmediaciones de la S/E. La figura a continuación presenta la S/E y sus terrenos colindantes (imagen de Google Earth), la cual evidencia que, en efecto, existe espacio para realizar una ampliación de la S/E Alto Hospicio, sobre todo considerando la posibilidad de mover la línea, de manera tal de poder ampliar la S/E hacia el noreste de su posición actual, donde existe un amplio terreno disponible.</p> <p>Ver Figura 34.</p> <p>Por otro lado, en relación a la S/E Cerro Dragón, el numeral 8.2.1 del informe señala lo siguiente: “La subestación Cerro Dragón no cuenta con espacio suficiente para ser ampliada, situación la cual se puede observar en la Figura 8-23.” (incluimos a continuación la figura referida)</p>	Se solicita reevaluar la obra “APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE IQUIQUE”, considerando la posibilidad de realizar ampliaciones en las SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón. De lo contrario, se solicita indicar con claridad las razones de la imposibilidad de ampliar las SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Con respecto a la alternativa de ampliar la S/E Cerro Dragón, es del caso señalar que dicha instalación actualmente no cuenta con una barra que permita la inclusión de una nueva unidad de transformación en ella, por lo tanto, se requeriría de la construcción de, al menos, una barra simple junto con la construcción de un nuevo paño de línea (actualmente el paño es compartido por la línea y el equipo de transformación). Dados los espacios</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Ver Figura 35.</p> <p>En relación a lo anterior, la misma figura 8-23 incluida en el informe señala que hay, como mínimo, espacio al oeste de la ubicación actual de la S/E, sin considerar que se puede observar también un espacio al norte de la misma, y además se observa espacio dentro del mismo terreno, ocupado por construcciones respecto de la cual la CNE no se pronuncia.</p> <p>Dado lo anterior, se debería reevaluar la posibilidad de realizar ampliaciones en las dos SS/EE en estudio antes de proponer la creación de dos nuevas SS/EE. Cabe señalar que, en este caso, sólo se ampliarían 2 subestaciones, en lugar de desarrollar 3 proyectos por un VI total de 40 millones de dólares</p>		<p>limitados de la subestación, la ejecución de las modificaciones señaladas anteriormente no parecen factibles, más aun considerando que una eventual reubicación de equipos para hacer espacio implicaría desconectar por un tiempo prolongado el único transformador de la S/E Cerro Dragón.</p> <p>Por su parte, en relación a la posibilidad de ampliar la S/E Alto Hospicio, esta Comisión indica que, para el Plan de Expansión del año 2023, dicha obra fue retirada del ITF debido a las dificultades que presentaba su ampliación por la falta de espacio físico para</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>incluir una nueva unidad de transformación. Adicionalmente, en dicho proceso de expansión, las empresas señalaron en sus observaciones que se debía indicar que la conexión de los nuevos paños en 110 kV, debía realizarse con tecnología GIS, lo cual limitaba las opciones de construcción de la obra. A partir de lo anterior, esta Comisión se reunió con los representantes de la empresa distribuidora de la zona, quienes indicaron que la mejor opción era realizar una nueva obra, debido a que el crecimiento de la localidad de Alto Hospicio está en el sector sur, lo cual</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>permitiría entregar un servicio de calidad a los clientes regulados de esta zona. Finalmente, es del caso indicar que esta Comisión ha recogido la experiencia obtenida de procesos de expansión, licitaciones y ejecuciones de obras anteriores. En particular, se releva la experiencia de aquellos casos en donde obras de ampliación ven frustrado su desarrollo por motivos derivados de la complejidad en su ejecución, o bien, se realizan por valores de inversión superiores a las estimaciones referenciales, como consecuencia de los riesgos asociados a la ejecución en tiempo y</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>forma. Asimismo, es del caso indicar que, en numerosos casos, el hecho de realizar una inversión más cuantiosa en el presente, como puede ser el hecho de tender una nueva línea e incorporar una nueva subestación para abastecer la demanda de una misma ciudad o localidad, puede significar un ahorro futuro en términos de que el crecimiento de las zonas pobladas obligará a ejecutar soluciones de transmisión más alejadas de éstos, o bien mediante soluciones más costosas como pueden ser aquellas que consideran equipamiento encapsulado y tendidos soterrados,</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				situaciones que son complejas de cuantificar, pero que sí se deben ponderar al momento de la decisión.
20-13	8.2.7 NUEVA S/E EL PERAL, SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X110 KV FLORIDA – TAP VIZCACHAS Y NORMALIZACIÓN LÍNEA 1X110 KV PUENTE ALTO – TAP VIZCACHAS	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.7 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda.</p> <p>De acuerdo con el informe, la presente obra tiene por objetivo permitir la descarga de las unidades de transformación asociadas a la S/E Puente Alto. Con respecto al presente proyecto, el informe menciona:</p> <p>“...se visualizan varias conexiones nuevas (factibilidades), entre ellas Electroterminales de buses del transporte público, el aumento de capacidad del Hospital Sótero del Río y desarrollo inmobiliario en la zona nororiente de la comuna de Puente Alto...”</p> <p>En relación a lo anterior, la CNE no entrega antecedentes cuantitativos (MW) de demanda proyectada en la zona, asociada a las factibilidades mencionadas. Además, no presenta en el informe una proyección de carga en las unidades de transformación de la S/E Puente Alto, que muestre que efectivamente se cumplen los criterios de cargabilidad que gatillan obras por el criterio de Abastecimiento de Demanda.</p>	Se solicita eliminar el proyecto “NUEVA S/E EL PERAL, SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X110 KV FLORIDA – TAP VIZCACHAS Y NORMALIZACIÓN LÍNEA 1X110 KV PUENTE ALTO – TAP VIZCACHAS” del presente plan de expansión, ya que la CNE no ha presentado los antecedentes que justifiquen su inclusión por el criterio de Abastecimiento de la Demanda.	<p>No se acoge la observación</p> <p>En primer lugar, resulta necesario aclarar que, de acuerdo con lo que se describe en el punto 8.2.7 del ITP 2023, la obra "Nueva S/E El Peral" tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la comuna de Puente Alto, la que actualmente se abastece principalmente desde las SS/EE Santa Rosa Sur y Puente Alto. Por otro lado, a diferencia de lo indicado en la observación, el objetivo de esta obra</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>consiste en redistribuir parte de los consumos que actualmente se abastecen desde la S/E Santa Rosa Sur. Lo anterior, a fin de abastecer los consumos proyectados en un sector de la comuna de Puente Alto, que pertenecen a un concesionario distinto al que retira actualmente de la S/E Puente Alto, y que no pueden ser abastecidos desde la S/E Santa Rosa Sur debido a limitaciones constructivas para conectar nuevos alimentadores desde dicha instalación, lo cual se encuentra respaldado por parte de la empresa proponente de la obra. También se consideran los</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>antecedentes de nuevas factibilidades en la zona en cuestión, que profundizarían el diagnóstico de cargabilidades de la S/E Santa Rosa Sur, en particular, considerando que los nuevos consumos estarían ubicados en las cercanías de la ubicación propuesta para la Nueva S/E El Peral.</p> <p>Dado lo anterior, así como los antecedentes presentados en la etapa de propuestas y los análisis realizados, esta Comisión mantiene la decisión de incorporar la obra al presente plan de expansión.</p>
20-14	8.2.10 NUEVA S/E EL CARMEN Y NUEVA LÍNEA 1X66	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.10 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda.</p> <p>De acuerdo con el informe, la presente obra tiene por objetivo permitir la descarga de las unidades de transformación de las SS/EE Las Cabras y el Manzano. Con</p>	Se solicita completar el análisis presentado, indicando:	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Lo solicitado resulta</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	KV FUENTECILLA – EL CARMEN	<p>respecto a la obra, el informe menciona lo siguiente: “Asimismo, es importante indicar que, a pesar de que en Planes de Expansión de la Transmisión previos se incorporaron obras para atender requerimientos para esas dos subestaciones, dichas obras no han sido adjudicadas a la fecha.” En relación a lo anterior, se observa que:</p> <p>a) No se indica qué obras se incorporaron en procesos anteriores para atender este problema, de manera de poder comprender la diferencia entre las nuevas obras y aquellas ya incorporadas con anterioridad. b) No se indica las razones por las cuales las obras no han sido adjudicadas a la fecha. c) En el análisis realizado con respecto a la cargabilidad de las SS/EE Las Cabras y El Manzano no se menciona la posibilidad de realizar una ampliación en las SS/EE, así como tampoco se menciona ninguna limitante física para analizar esta posible ampliación.</p>	<p>1) Los valores de inversión de los proyectos anteriores. 2) Las razones por las cuales los proyectos anteriores no han sido adjudicados. Finalmente, se solicita incluir en el plan de expansión el proyecto con el menor VI que solucione la problemática de abastecimiento de demanda detectado.</p>	<p>razonable en un contexto de análisis en donde no existe evidencia respecto de los resultados de la licitación, o bien, en el cual existe información perfecta respecto de las razones que derivaron en la no adjudicación de las obras mencionadas. Lo anterior, no corresponde a la situación actual, en la que existe evidencia pero no se conocen los motivos concretos, en particular porque no existe un proceso formal donde se pueda acreditar que las eventuales causas señaladas por los participantes en encuestas o reuniones, son efectivamente aquellas que propiciaron la falta de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>adjudicación y/o participación. En este orden de ideas, resulta impracticable una solución como la planteada, en el sentido de que no resulta posible estimar el costo efectivo de intentar una nueva felicitación de las obras mencionadas apostando por su adjudicación, ya que, en caso de fracasar una vez más, se deberá volver a la alternativa planteada por esta Comisión en el presente proceso, con el riesgo de no materializar la obra en forma oportuna. Asimismo, una evaluación completa debiera considerar todos los riesgos indicados y cuantificarlos, así</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>como una actualización de los valores de inversión de las obras anteriormente no adjudicadas, incorporando los eventuales sobrecostos asociados a los riesgos que probablemente perciban los eventuales participantes de la licitación, así como la diferencia de costo por la ejecución de una obra nueva en el futuro, previéndose un aumento por efecto de derechos de uso de suelo (tanto para líneas como para subestaciones) y por la incertidumbre respecto de su factibilidad.</p> <p>En consecuencia, esta Comisión no acogerá la observación y mantendrá la obra en</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				el presente plan de expansión.
20-15	8.2.12 SISTEMA DE ABASTECIMIENTO COIHUECO - PINTO	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.12 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda.</p> <p>De acuerdo con el informe, las obras asociadas al proyecto tienen por objetivo permitir la descarga de las unidades de transformación en la S/E Chillán. Se proyecta que al año 2028 el transformador Chillán 66/13,2 kV tendría una cargabilidad superior al 100%, y que la cargabilidad del transformador 154/66 kV, 75 MVA en la S/E Chillán será de aproximadamente 86%.</p> <p>En relación con este proyecto, se observa que en el análisis realizado para justificar este nuevo sistema no se considera como alternativa la posibilidad de ampliar la S/E Chillán para dar solución al problema identificado, y no se indica ninguna restricción física para realizar una eventual ampliación.</p> <p>Junto con lo anterior, el informe menciona lo siguiente: “...se propone el nuevo sistema denominado “Coihueco-Pinto”, el cual además de descargar los transformadores de Chillán, permite mejorar la calidad de suministro de las ciudades de Coihueco y Pinto...”</p> <p>A partir de la cita, se puede deducir que un punto importante para la creación de este nuevo sistema es la mejora en la calidad de suministro de las ciudades en estudio. De acuerdo a lo indicado en el Artículo 86 del Reglamento, así como también de acuerdo a lo indicado en la metodología del ITP, no se consideran proyectos de expansión por concepto de calidad de suministro en el plan de expansión, con lo cual no existe análisis al respecto.</p>	<p>1) Se solicita reevaluar la obra “SISTEMA DE ABASTECIMIENTO COIHUECO – PINTO”, considerando la posibilidad de realizar una ampliación en la S/E Chillán, mediante un reemplazo de los transformadores existentes por unos de mayor capacidad, en vista de que ello puede ser más económico para el sistema.</p> <p>2) En caso de que la ampliación de la S/E Chillán entregue resultados más económicos, se solicita reemplazar la obra “SISTEMA DE ABASTECIMIENTO COIHUECO –</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, es importante indicar que la S/E Chillán no posee espacio de crecimiento para la incorporación de nuevos equipos de transformación, situación que no requiere un análisis de detalle para corroborarse. Adicionalmente, la posibilidad de ejecutar un reemplazo de equipo no se considera factible debido a las dificultades para la ejecución de una obra de estas características en una instalación con las dificultades previamente señaladas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			PINTO", por la ampliación de la S/E Chillán.	Por otro lado, se debe considerar la evidencia acumulada a través del desarrollo de los distintos procesos de expansión de la transmisión, desde la etapa de conceptualización y desarrollo del alcance de las obras, hasta su proceso de licitación y posterior ejecución, en donde se ha capturado evidencia suficiente para tomar ciertos resguardos a la hora de definir nuevas expansiones cuando se presentan condiciones de riesgo que pueden ser traducidas en sobre precios o falta de interés de los oferentes. Asimismo, es del caso mencionar las dificultades que se han observado en otras instalaciones de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>transmisión zonal, a efectos de hacer un uso efectivo de la capacidad de transformación AT/MT, debido a la imposibilidad de construir nuevos alimentadores de distribución que la utilicen, lo que ha redundado en la necesidad de incorporar nuevos puntos de suministro (subestaciones) al sistema de distribución, siendo ejemplos de esto las obras de expansión "Nueva S/E Nos" y "Nueva S/E Reloncaví", ambas incorporadas en el proceso de expansión de la transmisión del 2022.</p> <p>En este sentido, nuevamente se releva la necesidad de incorporar</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				consideraciones como las mencionadas en los análisis realizados en el contexto de los procesos de expansión, de modo de enriquecer el proceso y su efectividad, sin perder de vista el principio de eficiencia económica, pero tampoco desconociendo los aprendizajes que han dejado los procesos previos.
20-16	8.2.4 AMPLIACIÓN EN S/E MACUL (NTR ATMT)	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.4 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda.</p> <p>De acuerdo a lo indicado en el informe, el proyecto tiene como objetivo permitir la descarga de las unidades de transformación 110/12 kV de 50 MVA existentes en la S/E Macul, ya que se proyecta que la cargabilidad máxima de la S/E será superior al 100% para el año 2028, tal y como se indica en la Figura 8-31 adjunta.</p> <p>Ver Figura 36.</p> <p>Sin embargo, en el análisis radial ITP 2023 se observan las siguientes cargabilidades proyectadas para el año 2028, para los transformadores de 110/12 kV de 50 MVA:</p> <ul style="list-style-type: none"> Transformador Macul 012 I: 65,58%. 	Se solicita eliminar la obra "AMPLIACIÓN EN S/E MACUL (NTR ATMT)", toda vez que no se cumple el criterio de exceder el 85% en la cargabilidad máxima en los transformadores de la subestación.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En efecto, el análisis radial ITP 2023 contiene las cargabilidades esperadas por transformador AT/MT del sistema, considerando solamente el crecimiento vegetativo de la demanda y no la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<ul style="list-style-type: none"> • Transformador Macul 012 II: 69,36%. • Transformador Macul 012 III: 68,65%. <p>Si bien en el informe se menciona que se consideran factibilidades adicionales debido a nuevos consumos (los cuales no se detallan ni cuantifican), la proyección de cargabilidad no muestra que se supere el 85%.</p>		<p>conexión de eventuales factibilidades de clientes que se hayan entregado como antecedente en la etapa de presentación de propuestas, así como de otros antecedentes que esta Comisión disponga como, por ejemplo, la posible conexión de terminales de carga para buses eléctricos del servicio público.</p> <p>Para el caso particular de la S/E Macul, se proyectó la demanda esperada considerando los crecimientos vegetativos y la conexión de nuevas factibilidades cuyos montos de potencia fueron informados por la empresa proponente (35</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>SAESA - STM II) en la respectiva ficha técnica publicada en la página web de la Comisión, y que totalizan un monto cercano a 25 MVA repartidos entre las unidades de transformación que la misma empresa indicó en su propuesta.</p> <p>Considerando lo anterior, esta Comisión proyectó que, al 2028, se sobrecargaría una de las unidades de transformación de la S/E Macul, cumpliendo así el criterio de suficiencia para que se incorpore una obra de ampliación en esta SPD. La demanda esperada en esa unidad de transformación se</p>

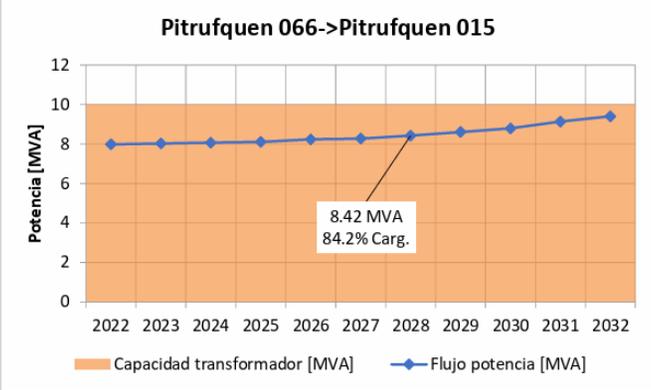
ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>encuentra en el punto 8.3.3 del ITF 2023. Asimismo, cabe destacar que esta cargabilidad esperada, no considera la eventual conexión de nuevos terminales del Sistema de Transporte Público cuya información de sus ubicaciones y demandas de potencia esperadas por terminal, se encuentran en el Oficio N°35931/2023 enviado por el Directorio de Transporte Público Metropolitano a esta Comisión, los que se estarán licitando y adjudicando durante el presente año y conectando al sistema durante los próximos 2 años. En consecuencia, es posible que, las</p>

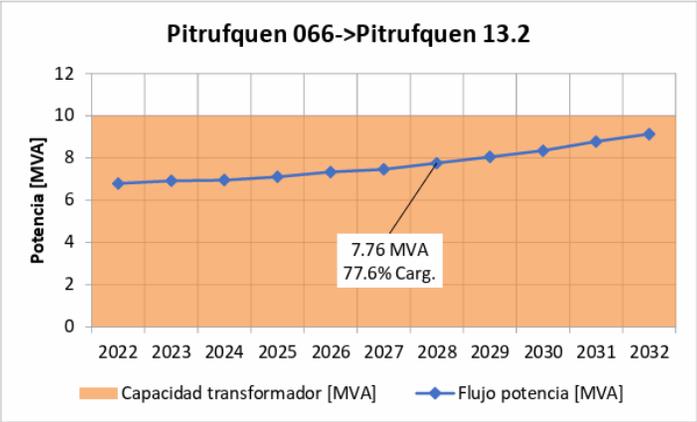
ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>proyecciones de cargabilidades esperadas en los transformadores de la S/E Macul, sean aún mayores a las consideradas por esta Comisión que justifican la incorporación de esta obra de expansión.</p> <p>Por todo lo anterior, esta Comisión mantiene su postura e incorpora la presente obra de expansión al ITF 2023.</p>
20-17	8.2.5 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELENA (RTR ATMT)	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.5 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda.</p> <p>De acuerdo a lo indicado en el informe, el proyecto tiene el objetivo de permitir la descarga de dos unidades de transformación 110/12 kV de 50 MVA en la S/E Santa Elena, donde sus cargabilidades proyectadas se observan en la Figura 8-32.</p> <p>Ver Figura 37.</p> <p>Sin embargo, de acuerdo al análisis radial ITP 2023, existen otras dos unidades adicionales de transformación en la S/E Santa Elena, correspondientes a una unidad 110/12 kV 50 MVA, y una unidad 110/12 kV 22,4 MVA, las cuales, para el año 2028 se proyecta tengan una cargabilidad de 68,9% y 0% respectivamente. Mediante el uso de estas dos unidades, se puede redistribuir la carga de la S/E</p>	Se solicita eliminar la obra "AMPLIACIÓN EN S7E SANTA ELENA (RTR ATMT)", toda vez que no se cumple el criterio de exceder el 85% en la cargabilidad máxima en los transformadores de la subestación.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Es importante destacar que en el archivo "Análisis Radial ITP 2023", se consideran las cargabilidades de las unidades de transformación con el crecimiento vegetativo de la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		logrando descargar las unidades de transformación en estudio. Al redistribuir la carga de forma proporcional, cada transformador quedaría, para el año 2028, con una cargabilidad aproximada del 76%.		demanda, y con las lecturas de demanda por cada unidad de transformación. Sin perjuicio de lo indicado, la división de la demanda en forma proporcional entre las unidades de transformación, para lograr cargabilidades cercanas a las que la observación menciona, no resulta realmente practicable. Lo anterior, debido a que, para lograr lo señalado, los transformadores AT/MT deberían operar en paralelo y, por diseño del equipamiento en S/E y la operación del sistema, no resulta factible dicha condición de operación. En consecuencia, el único modo de poder

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>traspasar demanda de los sistemas de distribución es trasladando un alimentador a una barra MT alternativa y/o descargar por distribución. En este sentido, esta Comisión realizó un ejercicio de una posible descarga por bloques de potencia y, aun así, no era posible reducir la cargabilidad de una unidad de 50 MVA. Adicionalmente, la empresa transmisora propietaria de la S/E Santa Elena entregó a esta Comisión, por medio de las fichas técnicas en la instancia de presentación de propuestas de expansión, antecedentes de eventuales factibilidades que se</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				proyectan conectar a la S/E Santa Elena, lo que profundiza las conclusiones del diagnóstico de suficiencia en esta subestación. Por todo lo anterior, esta Comisión no acoge la observación.
20-18	8.2.13 AMPLIACIÓN EN S/E CABRERO (NTR ATMT)	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.13 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda.</p> <p>De acuerdo a lo indicado en el informe, este proyecto tiene el objetivo de descargar la unidad de transformación 66/23 kV de 16 MVA presente en la S/E Cabrero. En la Figura 8-45 se observa la cargabilidad proyectada para el 2028.</p> <p>Ver Figura 38</p>	Se solicita evaluar económicamente el reemplazo de la unidad de transformación 66/23 kV 16 MVA de la S/E por una unidad con potencia de entre 20 a 30 MVA, lo cual además aumentaría el límite de cargabilidad permitida a un 85%. Luego, de ser más económico el reemplazo, se solicita eliminar del plan el proyecto "AMPLIACIÓN EN	<p>No se acoge la observación</p> <p>Si bien el reemplazo propuesto entregaría una condición acorde con el criterio de suficiencia durante todo el período de evaluación, esta Comisión considera que una situación en la que se cuenta con dos transformadores de 16 MVA permite mejorar las condiciones de seguridad de suministro a los consumos en la S/E Cabrero ante la salida</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p style="text-align: center;">Pitrufqen 066->Pitrufqen 015</p>  <p style="text-align: center;">Figura 8-48: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/15 kV 10 MVA en la S/E Pitrufqén.</p> <p style="text-align: center;"><i>Figura 39</i></p>	S/E CABRERO (NTR ATMT)".	de servicio de una de dichas unidades, así como facilitar la ejecución de una eventual obra de reemplazo de alguna de las dos unidades en procesos posteriores, en caso de ser requerido.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		 <p data-bbox="514 813 1402 857">Figura 8-49: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/13,2 kV 10 MVA en la S/E Pitrufrquén.</p> <p data-bbox="514 902 646 935">Figura 40.</p> <p data-bbox="514 976 1354 1092">Con respecto a este proyecto, no se considera en el análisis la posibilidad de realizar el reemplazo de la unidad 66/23 kV 16 MVA por una unidad de transformación de mayor potencia, más aún considerando que la cargabilidad permitida de 80% se sobrepasa únicamente en un 8,3% para el año 2028.</p>		
20-19	8.2.15 AMPLIACIÓN EN S/E PITRUFQUÉN (NTR ATMT)	<p data-bbox="514 1105 1360 1162">La evaluación contenida en el punto 8.2.15 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda.</p> <p data-bbox="514 1170 1409 1292">De acuerdo a lo indicado en el informe, este proyecto tiene el objetivo de descargar dos unidades de transformación en la S/E Pitrufrquén, la unidad 66/15 kV de 10MVA, y la unidad 66/13,2 de 10MVA. En la Figura 8-48 y 8-49 se observan las cargabilidades proyectadas para el 2028, para ambas unidades de transformación.</p> <p data-bbox="514 1333 667 1357">Ver Figura 39.</p>	1) Se solicita evaluar el reemplazo de la unidad de transformación 66/15 kV 10 MVA de la S/E, en vista de que un eventual reemplazo puede	<p data-bbox="1686 1105 1839 1162">No se acoge la observación.</p> <p data-bbox="1686 1203 1923 1385">Lo solicitado, en la práctica, significa de igual manera la instalación de nuevos equipos de transformación, para</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Ver Figura 40.</p> <p>En primer lugar, el análisis realizado no considera la posibilidad de considerar el reemplazo de la unidad 66/15 kV 10 MVA por una de mayor capacidad, más aún considerando que la cargabilidad se sobrepasa por apenas 4,2%. Por otro lado, se proyecta en la unidad 66/13,2 kV 10 MVA una cargabilidad de 77,6%, debajo del límite de 80% establecido en los criterios utilizados.</p>	<p>ser más conveniente desde el punto de vista económico que la ampliación, considerando que el límite de cargabilidad del 80% se supera por poco.</p> <p>2) Se solicita eliminar de esta obra el refuerzo a la unidad de transformación 66/13,2 kV 10 MVA de la S/E, dado que no cumple con el criterio de proyectar una cargabilidad igual o superior al 80% para el año 2028. El refuerzo/reemplazo de esta unidad debe evaluarse en procesos futuros.</p>	<p>luego retirar de operación los existentes. En tal sentido, esta Comisión estima que lo más adecuado es incorporar los equipos nuevos, tal como se señaló en el ITP, para luego, en procesos de expansión posteriores, y una vez ejecutada la obra de expansión en cuestión, revisar la pertinencia de retirar de operación los mencionados equipos. Lo anterior, a efectos de resguardarse frente a situaciones no previstas en el presente proceso, como pueden ser eventuales aumentos de demanda o nuevos requerimientos normativos asociados a los niveles de redundancias mínimos con que se</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				deba contar a futuro, por mencionar algunos ejemplos.
20-20	General proyectos	En los proyectos que incluyen transformadores se especifica la capacidad requerida como de “al menos” un determinado número de MVA. Al respecto, se observa que la capacidad de una obra es un atributo técnico primario para efectos de la valorización de la obra, por tanto, ello no debe quedar abierto o interpretable. Lo anterior no impide que eventualmente, al momento de licitar la obra los oferentes pueden ofrecer un tamaño mayor, de ser necesario por una restricción técnico-económica.	Se solicita eliminar de la definición de los proyectos que incluyen transformadores la frase “al menos”, cuando se refiere a la capacidad especificada para el transformador.	No se acoge la observación En general, la redacción de las distintas descripciones de las obras de expansión que se incorporan en los planes de expansión considera la expresión "al menos" al referirse a la capacidad, dado que los estudios realizados por esta Comisión se centran en la definición de un valor mínimo requerido para entregar una solución eficiente durante todo el periodo de análisis. Sin embargo, aquellos montos definidos no necesariamente corresponderán a los más eficientes de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>adquirir, ya sea por efecto de economías de escala o por condiciones particulares del mercado al momento de la adquisición de los equipos durante la ejecución de la obra, por lo que se busca dejar un espacio a fin de que el adjudicatario busque capturar eventuales eficiencias en el diseño del proyecto. Asimismo, cabe señalar que una restricción en el sentido propuesto en la observación, podría tener un efecto contrario al deseado mediante la inclusión de sobrecostos en las ofertas. Finalmente, este servicio cumple con indicar que la inclusión de la frase en cuestión en ningún</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>caso pretende generar espacio para que, eventualmente, se modifique artificialmente el alcance de una obra de expansión, sino que el objetivo es evitar eventuales inconvenientes o ineficiencias por efecto de una descripción demasiado estricta o detallada.</p>

Anexos Empresa 20

Tabla 8-2: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	26.824	18.292	15.716
Costo Operacional Con Proyecto	24.754	17.023	14.847
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	25.066	17.335	15.160
Beneficios (Base – Proyecto)	1.758	957	556

Figura 25

Tabla 8-1: Beneficios anuales Nueva línea 2x500 kV Digüenes - Nueva Pichirropulli

Beneficios	Nueva Línea 2x500 kV Digüenes – Nueva Pichirropulli				
	Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	AVI
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-
2031	-	-	-	-	-
2032	-	-	-	-	-
2033	-	-	-	-	-
2034	9.2	9.1	-	0.6	-
2035	20.6	14.0	1.7	-	16.7
2036	25.7	15.7	6.4	-	15.7
2037	34.2	19.6	9.5	-	14.8
2038	46.2	30.2	10.5	-	14.0
2039	41.1	28.1	20.2	-	13.2
2040	48.7	28.1	16.9	-	12.5
2041	53.0	27.0	16.5	-	11.8
2042	63.2	31.2	15.1	-	11.1
2043	109.1	38.4	28.0	-	10.5
Total	451	241.4	124	-	138
VP Perpetuidad	1,199	510.2	316	-	174
Costo con Perpetuidad	1,650	751.6	440	-	312

Figura 26

Tabla 8-7: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	24.724	17.012	14.859
Costo Operacional Con Proyecto	24.634	16.976	14.839
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	24.656	16.998	14.862
Beneficios (Base – Proyecto)	68	14	-3

Figura 27

Beneficios	NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI (E140)				
	Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	AVI
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-
2030	0,8	0,8	0,9	-	1,3
2031	2,1	2,0	2,3	-	1,2
2032	3,4	2,7	2,6	-	1,1
2033	4,8	3,5	3,1	-	1,1
2034	2,7	2,9	1,7	-	1,0
2035	- 0,1	- 0,4	- 0,7	-	0,9
2036	- 0,2	- 0,5	- 0,8	-	0,9
2037	- 0,1	- 0,6	- 0,7	-	0,8
2038	0,3	- 0,4	- 0,6	-	0,8
2039	0,8	- 0,4	- 0,6	-	0,7
2040	1,1	- 0,0	- 0,5	-	0,7
2041	1,7	0,2	- 0,5	-	0,7
2042	2,5	0,2	- 0,5	-	0,6
2043	4,0	0,4	- 0,4	-	0,6
Total	23,8	10,4	5,2	-	12,4
VP Perpetuidad	43,6	3,9	-7,9	-	9,9
Costo con Perpetuidad	67	14	-3	-	22,3

Figura 28

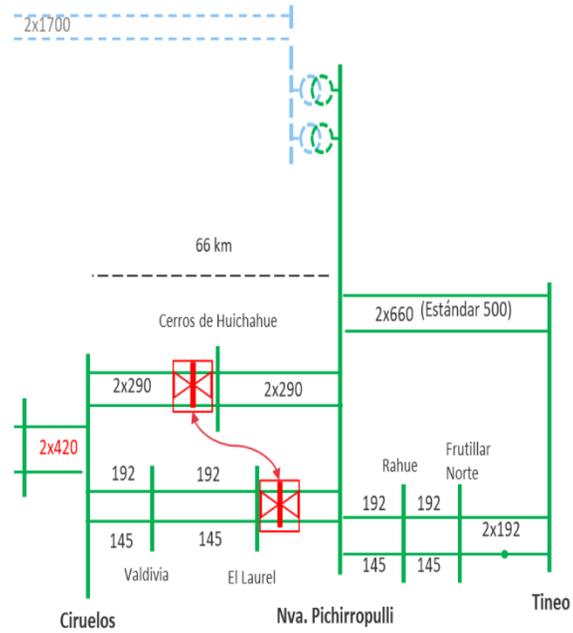


Figura 8-3: Diagrama Unilineal Simplificado corredor 220 kV Cautín - Tineo

Figura 29

Tabla 8.3: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.399	17.212	20.210	19.300	30.294
Costo Operacional Con Proyecto	20.196	16.823	19.873	19.082	29.661
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.470	17.097	20.147	19.356	29.935
Beneficios (Base – Proyecto)	-71	115	63	-56	359

Figura 30

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	3	2	6	2	3
2028	12	12	14	13	14
2029	13	13	12	13	18
2030	- 8 -	- 8 -	- 7 -	- 10 -	- 6
2031	- 9 -	- 8 -	- 6 -	- 8 -	- 5
2032	- 8 -	- 5 -	- 5 -	- 7 -	- 3
2033	- 8 -	- 5 -	- 5 -	- 8 -	- 4
2034	- 7 -	- 4 -	- 3 -	- 7 -	- 2
2035	- 6 -	- 1 -	- 0 -	- 6	- 2
2036	- 4	1	2	- 3	5
2037	- 3	3	2	- 3	11
2038	- 4	2	2	- 2	11
2039	- 3	3	3	- 2	13
2040	- 2	6	3	- 1	18
2041	- 2	9	3	- 1	19
Total	- 35	20	20	- 35	95
VP Perpetuidad	- 36	95	43	- 21	264
Beneficio (Base - Proyecto)	- 71	115	63	- 56	359

Figura 31

Tabla 8-14: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	23.193	15.905	14.352
Costo Operacional Con Proyecto	22.631	15.575	13.973
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	22.734	15.678	14.076
Beneficios (Base – Proyecto)	459	227	276

Figura 32

Tabla 8.2: Incrementos de capacidad de transporte por tramos de entre S/E Parinas y S/E Lo Aguirre.

Enlaces	Sin Proyecto	Con Proyecto BESS	Incremento Cap. Transporte [MW] ³³
	Límite (N-1) [MW]	Límite (N-1) [MW] ³⁴	
2x500 kV Parinas - Cumbre	1500	2000	500
2x500 kV Cumbre - Nueva Cardones	1500	1970	470
2x500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1700	1700	0
2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	1700	2140	440
2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	1700	2130	430
2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre	1800	1800	0

Figura 33



Figura 34



Figura 8-23: Ubicación de la subestación Cerro Dragón.

Figura 35

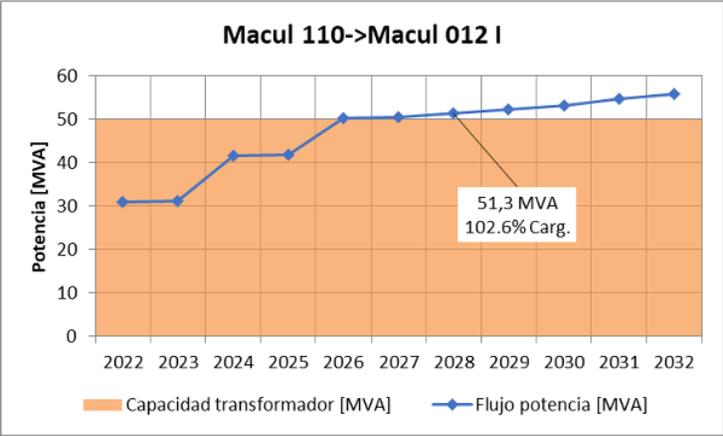


Figura 8-31: Proyección de demanda máxima, considerando crecimiento vegetativo y nuevas conexiones, y capacidad instalada en la unidad de transformación 110/12 kV 50 MVA en la S/E Macul.

Figura 36

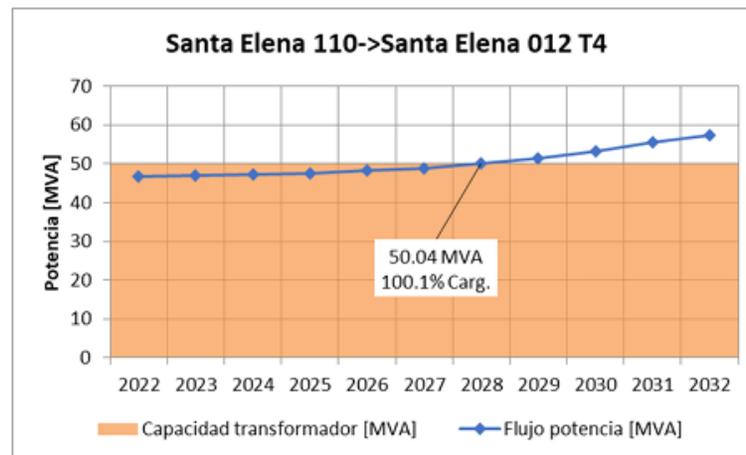
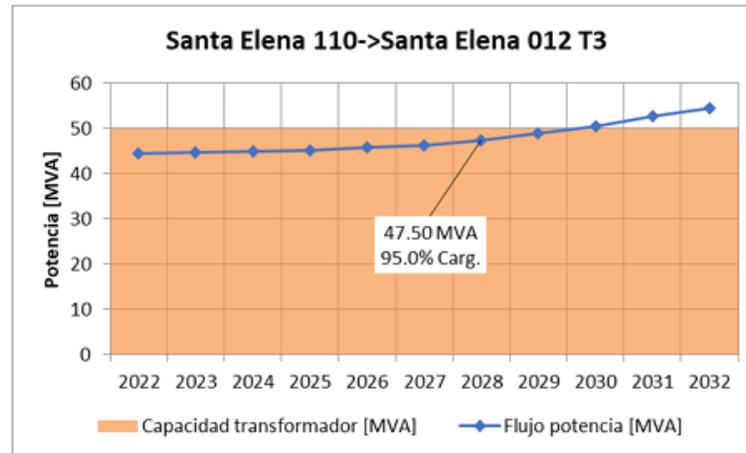


Figura 8-32: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T3 y T4 110/12 kV, ambas de 50 MVA, de la S/E Santa Elena.

Figura 37

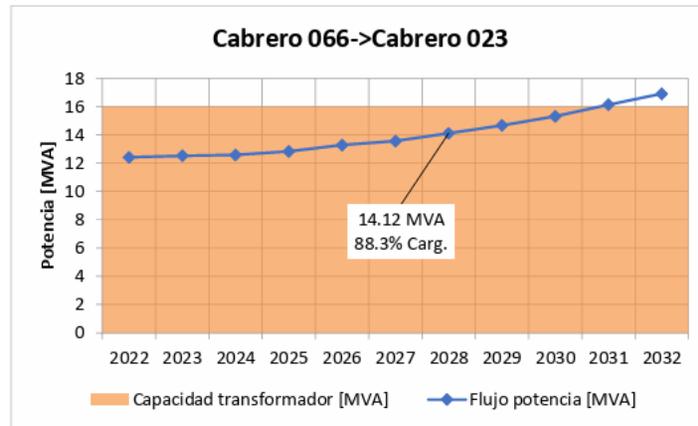


Figura 8-45: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/23 kV 16 MVA en la S/E Cabrero.

Figura 38

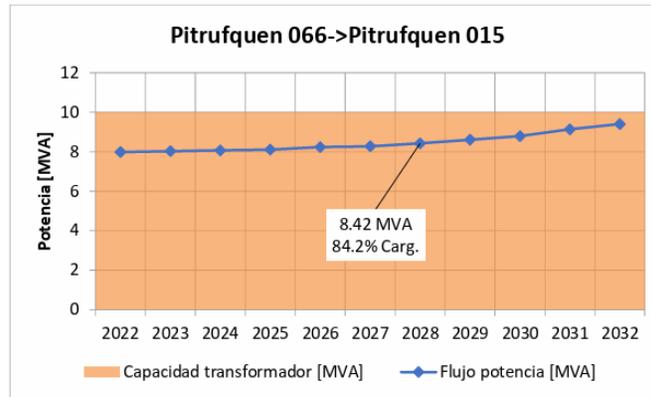


Figura 8-48: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/15 kV 10 MVA en la S/E Pitrufquén.

Figura 39

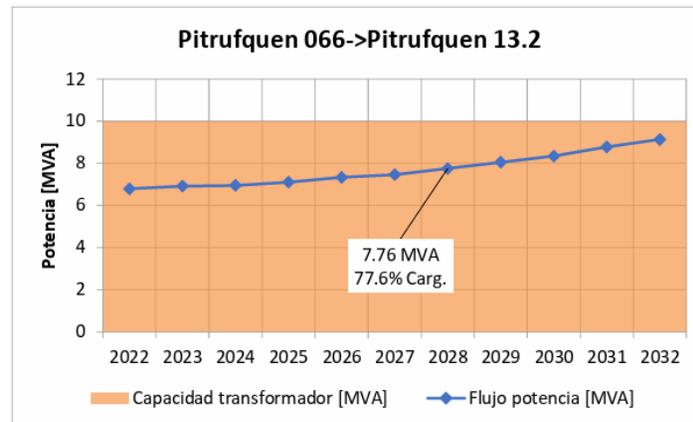


Figura 8-49: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/13,2 kV 10 MVA en la S/E Pitrufquén.

Figura 40

E21 – COPELEC

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
21-01	1.- Nueva S/E Pinto	<p>El proyecto Nueva S/E Pinto descrito en el ITP emitido por CNE via Res. Exenta nº 39 del 02/febrero/2024, contempla la construcción de una nueva subestación, denominada Pinto, con patios de 66 kV y 13,8 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 66/13,8 kV de, al menos, 30 MVA de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Además se señala que la disposición de barras deberá permitir la conexión del transformador de poder 66/13,8 kV, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Coihueco – Pinto, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. Al respecto, COPELEC observa a CNE que para un mejor aprovechamiento de las instalaciones de Transmisión existentes en la zona de Pinto, la Nueva S/E Pinto debiese además seccionar la Línea 1x33 Tap Off Lajuelas-Ciruelito, precisamente en cercanías de la localidad de Pinto (tal como lo dispone de buena manera el presente ITP emitido via Res. Exenta nº 39 del 02/02/2024). Luego, considerando lo recomendado por el Coordinador Eléctrico Nacional en sus Propuestas de Expansión 2021 y 2022, la nueva S/E Pinto debe seccionar la línea 1x33 Tap Off Lajuelas – Tap Off Ciruelito y proyectar un paño completo para la conexión de de un transformador de 66/33 kV y un paño completo para conexión de un transformador de 66/13,8 kV (tal como lo dispone de buena manera el presente ITP de CNE). Con estas soluciones se permitirá abastecer la demanda a todo evento en la comuna de Pinto y alrededores, tomando en consideración que ante una falla o desconexión</p>	<p>En el ITP emitido por CNE via Res. Exenta nº 39 del 02/febrero/2024, en particular en el punto 4.2.10 denominado "NUEVA S/E PINTO Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV COIHUECO – PINTO", se propone adicionar a lo correctamente dispuesto en el documento por CNE, que el proyecto de Nueva S/E Pinto contemple además seccionar la línea 1x33 Tap Off Lajuelas – Ciruelito y en consecuencia se proyecte un paño completo para la conexión de de un transformador de poder 66/33 kV de al menos 30 MVA, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En primer lugar, cabe señalar que la modificación de alcance solicitada no corresponde a una propuesta de expansión realizada en el contexto de la convocatoria para la presentación de propuestas del presente proceso, situación que dificulta su análisis en forma acabada. Adicionalmente, no se entregan mayores antecedentes que respalden el requerimiento o que den cuenta de los beneficios de realizar la modificación o de su factibilidad.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se tendrá en cuenta lo solicitado en el sentido de considerar espacio para que una eventual obra de ampliación incorpore un patio de 33 kV y el respectivo equipo de transformación, de modo que la definición de su incorporación pueda tomarse en los siguientes procesos de expansión, en caso de que se estime necesario.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>programada en el tramo 1x33 kV Lajuelas-Nueva S/E Pinto, los consumos conectados por esta misma red de 33 kV hacia el oriente (S/E Ciruelito y S/E Recinto) podrán continuar siendo abastecidos desde S/E Pinto, e inclusive, ante un evento de falla o desconexión programada en la línea 1x66 kV Charrúa-Chillán, todos los consumos conectados a la red 33 kV podrán ser abastecidos desde la Nueva S/E Pinto (esto último dado que actualmente la red de 33 kV se conecta a S/E Quilmo y S/E Quilmo 2, donde ambas se conectan aguas arriba a la línea 1x66 kV Charrúa-Chillán). Con todo, la región de Ñuble podrá contar un anillo de Transmisión que permitirá: a) Enfrentar la pérdida de elementos de transmisión en la operación del sistema. b) Asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica de la zona en el largo plazo. c) Establecer la infraestructura eléctrica para las oportunidades de expansión a nivel AT/MT en el largo plazo. d) Incentivar el desarrollo de la zona.</p>	<p>niveles de tensión. Por lo tanto, el proyecto nueva S/E Pinto 66/33/13,8 kV dispondría de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Patio de 66 kV y sus respectivas configuraciones para conectar la nueva línea 2x66 Coihueco-Pinto. • Patio de 33 kV para el seccionamiento de la línea 1x33 Tap Off Lajuelas – Ciruelito y un paño completo para la conexión del transformador de 66/33 kV (30 MVA con CDBC). • Patio de 13,8 kV para la conexión del transformador de 66/13,8 kV (30 MVA con CDBC) y las características ya correctamente proyectadas en el presente ITP emitido por CNE. 	
21-02	2.- Nueva S/E Coihueco	El proyecto Nueva S/E Coihueco descrito en el ITP emitido por CNE via Res. Exenta nº 39 del 02/febrero/2024,	En el ITP emitido por CNE via Res. Exenta nº	Se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		contempla su emplazamiento "dentro de un radio de 2 km respecto de la intersección de las rutas N-39 y N-481 en las cercanías de la localidad de Coihueco en la Región de Ñuble.". Al respecto se solicita a CNE chequear la existencia de la ruta N-39, toda vez que las rutas que se interseccionan en las cercanías de la localidad urbana de la comuna de Coihueco son las rutas N-49 y N-481 (no encontrándose cerca la ruta N-39).	39 del 02/febrero/2024, en particular en el texto del punto 4.2.9 denominado "NUEVA S/E COIHUECO Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV MONTERRICO – COIHUECO", se propone a CNE revisar la existencia de ruta N-39 toda vez que las rutas que se interseccionan en las cercanías de la localidad urbana de la comuna de Coihueco son las rutas N-49 y N-481 (no encontrándose cerca la ruta N-39).	Se ajusta la descripción de la obra de manera de evitar que se produzca confusión.
21-03	1.- Nueva S/E Chillán 220/66 KV – 90 MVA y Nueva Línea 2X220 KV – 200 MVA Entre Ríos –Chillán.	El proyecto "Nueva S/E Chillán 220/66 KV – 90 MVA y Nueva Línea 2X220 KV – 200 MVA Entre Ríos –Chillán." se presentó en el Informe Complemento de "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023" emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional con fecha 05 de julio de 2023, en el marco del Proceso de Planificación de la Transmisión 2023. Al respecto, observamos que el "Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2023" emitido por la Comisión Nacional de Energía con fecha 02 de febrero de 2024, no considera en su revisión la obra indicada, la cual se	En vista de la grave problemática de abastecimiento de la demanda para la región de Ñuble y, por consiguiente, la incertidumbre de crecimiento que esta situación genera para la zona, es que solicitamos a la	Ver respuesta a la observación 24-30.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>enmarca en el desarrollo de infraestructura eléctrica de transmisión para la región de Ñuble. De acuerdo a lo indicado por el Coordinador Eléctrico Nacional, el proyecto consiste en la construcción de una nueva S/E Seccionadora Nueva Chillán a ubicarse en el sector sur de Chillán, preferentemente en las inmediaciones del sector Villa Brisas del Bicentenario, seccionando la línea 1x66 kV Chillán - Lucero. Esta nueva subestación debe contar con dos patios, de 220 kV y 66 kV, ambos en configuración doble barra principal y barra de transferencia. Esta subestación deberá considerar espacio en barras y plataforma para al menos seis (6) posiciones. De igual forma el patio de 66 kV corresponderá a doble barra principal para al menos seis (6) posiciones.</p> <p>A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 220/66 kV de 90 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión, considerando espacio con terreno nivelado para un futuro patio de transformación AT/MT.</p> <p>Junto a lo anterior se propone la construcción de una línea de transmisión 2x220 kV Nueva Chillán – Entre Ríos, 200 MVA a 35 °C con una extensión de 50 km aproximadamente, que conectará las SS/EE Nueva Chillán y Entre Ríos.</p>	<p>Comisión Nacional de Energía reconsiderar la incorporación en el Informe Técnico Final (ITF) la obra de Transmisión Nacional denominada "Nueva S/E Chillán 220/66 KV – 90 MVA y Nueva Línea 2X220 KV – 200 MVA Entre Ríos –Chillán. . ", la cual fue señalada por el Coordinador Eléctrico Nacional en su Informe Complemento de Propuesta de Obras para el Plan de Expansión de la Transmisión para el año 2023 (estudio que fue emitido con fecha 05 de julio de 2023), la cual no fue considerada en el presente ITP emitido por CNE.</p> <p>Como es de su conocimiento, la región de Ñuble fue severamente afectada</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>por los incendios forestales durante el mes de febrero del año 2023, emergencia que impactó en la entrega de suministro continuo en diversas comunas y obligando al Coordinador Eléctrico Nacional a instruir el desprendimiento de carga por algunos bloques horarios diurnos. Lo anterior da a entender la falta de resiliencia en la infraestructura de transmisión en la zona, lo cual conlleva a que no se pueda abastecer la demanda de energía de los clientes, por sobre todo, ubicados en el tramo Charrúa-Chillán.</p> <p>Luego, la reconsideración de la obra indicada ayudará sin duda a mejorar la robustez del sistema dado que brindará a</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			futuro oportunidades de expansión a nivel AT/MT, lo que incentivará el desarrollo de la Región que, por cierto, la Comisión busca en sus evaluaciones.	

E22 – Mainstream

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
22-01	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 158. ID-Obra 32-01. Ampliación de Barras S/E Centinela 220 kV</p>	<p>La CNE decidió no incorporar el proyecto "Ampliación de Barras S/E Centinela 220 kV fundado en dos razones.</p> <p>En primer lugar, la CNE sostuvo que no existe coherencia entre los plazos para la conexión oportuna del proyecto de generación Parque Eólico Cochrane (400 MW) y la entrada en operación de la obra de expansión. No obstante, de conformidad con los análisis realizados por Andes Mainstream SpA, los plazos entre el proyecto de generación y el proyecto de expansión sí son coherentes. En efecto, la fecha estimada de conexión del proyecto Parque Eólico Cochrane es el año 2028 y, en la medida que el proyecto "Ampliación de Barras S/E Centinela 220 kV" sea incluido en el Plan de Expansión 2023, éste podría entrar en operación en el segundo semestre de 2027, permitiendo así la conexión oportuna del proyecto de generación. En consecuencia, existe absoluta consistencia y coherencia entre los plazos de desarrollo de los proyectos de generación y de expansión. A mayor abundamiento, hacemos presente que hemos considerado los plazos del proceso de planificación (emisión del decreto de obras de ampliación: segundo semestre de 2024), posterior licitación por parte del Coordinador (adjudicación de la obra: primer semestre de 2025), emisión del decreto de adjudicación (segundo semestre de 2025), y construcción de la obra (a partir del primer semestre de 2026 y hasta el segundo semestre de 2027), por lo que no se observa incoherencias entre los plazos de los proyectos de generación y de expansión.</p> <p>En este contexto, la CNE señaló que el proyecto de expansión</p>	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Ampliación de Barras S/E Centinela 220 kV sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Lo señalado en la observación no permiten concluir respecto de la pertinencia de la incorporación de esta obra, en particular ya que no existen proyectos recientes que manifiesten su intención de conectarse en la S/E Centinela, más allá del proyecto particular mencionado en la observación.más allá del proyecto</p> <p>Por otra parte, de acuerdo a lo señalado en la respuesta a las observaciones 22-02 y 22-03, las adicionales propuestas por la empresa observante no presentan beneficios económicos netos, por lo que no serán incorporadas al presente plan de expansión, de modo que se vuelve más incierta la efectividad de la eventual incorporación de esta obra en dicha condición.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>“Ampliación de Barras S/E Centinela 220 kV” debe ser promovido como obra urgente del artículo 102 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). Al respecto, debemos señalar que el mecanismo de obras urgentes establecido en el artículo 102, inciso segundo, de la LGSE, es excepcional y está concebido para proyectos que sean urgentes y requieran realizarse al margen del proceso de expansión de la transmisión. Ese no es el caso del proyecto de expansión “Ampliación de Barras S/E Centinela 220 kV”, pues, según se indicó previamente, su inclusión en el Plan de Expansión 2023 permitiría que entre en operación con anterioridad a la conexión del proyecto Parque Eólico Cochran. En consecuencia, no se configuran los supuestos para que opere el mecanismo excepcional de obras urgentes del artículo 102, inciso segundo, de la LGSE.</p> <p>A mayor abundamiento, el propio Panel de Expertos ha considerado procedente la aplicación del mecanismo de obras urgentes cuando efectivamente se produce un desfase relevante entre el momento en que se produce la necesidad de una obra de expansión y la entrada en operación de dicha obra (dictamen de Discrepancia N°38-2023, correspondiente al plan de expansión 2022), pero no en circunstancias en que la obra de expansión sería oportuna en la medida en que se considere en el proceso de expansión de la transmisión respectivo.</p> <p>En síntesis, el proyecto de expansión “Ampliación de Barras S/E Centinela 220 kV” debe ser incluido en el Plan de Expansión de 2023 pues ello garantiza que su entrada en operación sea oportuna para permitir la conexión del Parque</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Eólico Cochrane.</p> <p>En segundo lugar, la CNE sostuvo que no existe espacio disponible para la ampliación de las barras de la S/E Centinela 220 kV. Al respecto, se debe señalar que no falta espacio para la ampliación, ya que la S/E Centinela fue construida con espacio para 8 diagonales y, actualmente hay 6 diagonales construidas, por lo que hay espacio para dos diagonales adicionales, con terreno nivelado. De hecho, dado que el proyecto de expansión “Ampliación de Barras S/E Centinela 220 kV” solo empleará una diagonal, seguiría quedando una diagonal disponible. Lo anterior se aprecia en la Figura 1.</p> <p>En base a los antecedentes expuestos anteriormente, podemos sostener que no existen razones para no considerar el proyecto de expansión “Ampliación de Barras S/E Centinela 220 kV” en el Plan de Expansión 2023, por lo que se solicita su incorporación a él.</p> <p>A mayor abundamiento, hacemos presente que la necesidad de contar con infraestructura de transmisión para conectar el Parque Eólico Cochrane se hizo evidente cuando su solicitud de autorización de conexión a la S/E Centinela 220 kV fue rechazada por el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador), a través de carta DE 04003-23, de fecha 30 de agosto de 2023, fundado en que dicha S/E no cuenta con posiciones disponibles.</p> <p>Adicionalmente, hacemos presente que la incorporación del Parque Eólico Cochrane (400 MW) presenta beneficios para el sistema, pues tendrá un perfil nocturno de generación, en</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>una zona donde existe principalmente generación solar.</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, solicitamos incorporar el proyecto de expansión “Ampliación de Barras S/E Centinela 220 kV” en el Informe Final del Plan de Expansión 2023.</p> <p>Ver Figura 41.</p> <p>Figura 1: Imagen S/E Centinela (columna F)</p>		
22-02	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 160. ID-Obra 32-03. Ampliación en S/E Centinela y Aumento de Capacidad Líneas 2x220 kV El Cobre - Centinela y 1x220 kV El Cobre - Laberinto</p>	<p>La CNE decidió no incorporar el proyecto “Ampliación en S/E Centinela y aumento de capacidad líneas 2x220 kV El Cobre – Centinela y 1x220 kV El Cobre – Laberinto” fundado, únicamente, en que los análisis realizados habrían arrojado como resultado que, en al menos en el 50% de los escenarios analizados, el proyecto no habría presentado beneficios netos positivos. No obstante, la evaluación económica de este proyecto de expansión presenta beneficios positivos en 2 de los 3 casos analizados, es decir, en más del 50% de los escenarios analizados (Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2023, Otros Anexos: Bases de datos y análisis del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2023, carpeta 05 Evaluaciones Económicas, sub carpeta 02 Obras Nacionales No Recomendadas, archivo “Evaluacion Economica General_ITP_Obras_No_Recomendadas.xlsx”, Hoja “Resumen”, celdas F22:K22). Lo anterior se puede observar en la Figura 1.</p> <p>Figura 1: archivo “Evaluacion Economica General_ITP_Obras_No_Recomendadas.xlsx”, Hoja</p>	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Ampliación en S/E Centinela y Aumento de Capacidad Líneas 2x220 kV El Cobre - Centinela y 1x220 kV El Cobre - Laberinto sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra no cumplen con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión. De la revisión de los resultados se concluye que la obra no presentaría beneficios netos en el horizonte de evaluación. En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>“Resumen”, celdas F22:K22 (Otros Anexos del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2023). (columna F)</p> <p>Adicionalmente, podemos señalar que, a partir de los análisis ejecutados por Andes Mainstream SpA, se observó que la zona en donde se emplazan las instalaciones de transmisión presenta importantes congestiones. En este sentido, si se considera la obra de expansión propuesta, se liberarán dichas congestiones.</p> <p>Por otra parte, los conductores que poseen actualmente las líneas de transmisión son de muy baja capacidad. Estos conductores son AAAC Flint y tienen una capacidad máxima de 255 MVA a 30°C, lo que resulta muy inferior a los requerimientos actuales y futuros, por lo que es necesario cambiar el conductor por uno de mayor capacidad a mayor temperatura (550 MVA a 35°C).</p> <p>En este sentido, es importante hacer presente que incluso en operación normal y sin considerar el proyecto de generación Parque Eólico Cochrane de Mainstream que se encuentra en desarrollo, el sistema de transmisión experimentará sobrecargas importantes en la zona.</p> <p>En cambio, se destaca que cuando se conecte el nuevo proyecto de generación Parque Eólico Cochrane de Mainstream en base a la obra ampliación de la S/E Centinela y el refuerzo de las líneas 2x220 El Cobre – Centinela y 1x220 El Cobre – Laberinto, se habrán reducido la mayoría de las sobrecargas.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Dado el gran recurso solar en la zona, y los nuevos proyectos que contemplan la incorporación de baterías, esta zona tendrá generación importante durante el día y la noche, la cual permitirá abastecer la demanda local. Para viabilizar esto y permitir la inyección de energía renovable en la zona (como por ejemplo la de los proyectos Sierra Gorda Solar (406 MW, fotovoltaica), Likana CSP (400 MW, concentración solar), Pampa Unión (400 MW, fotovoltaica) y Parque Eólico Cochrane (400 MW, eólico)) sin el riesgo de enfrentar restricciones de transmisión, es necesaria la incorporación de la ampliación de la S/E Centinela y el refuerzo de las líneas 2x220 El Cobre – Centinela y 1x220 El Cobre – Laberinto.</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, solicitamos incorporar el proyecto de expansión “Ampliación en S/E Centinela y aumento de capacidad líneas 2x220 kV El Cobre – Centinela y 1x220 kV El Cobre – Laberinto” en el Informe Final del Plan de Expansión 2023.</p> <p>Ver Figura 42.</p>		
22-03	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 161. ID-Obra 32-04. Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Encuentro - Centinela</p>	<p>La CNE decidió no incorporar el proyecto “Aumento de capacidad línea 1x220 kV Encuentro – Centinela” fundado, únicamente, en que los análisis realizados habrían arrojado como resultado que, en al menos en el 50% de los escenarios analizados, el proyecto no habría presentado beneficios netos positivos. No obstante, la evaluación económica de este proyecto de expansión presenta beneficios positivos en 2 de los 3 casos analizados, es decir, en más del 50% de los escenarios analizados (Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2023, Otros Anexos: Bases de datos y análisis del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la</p>	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Encuentro - Centinela sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra no cumplen con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión. De la revisión de los resultados se concluye que la obra no</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Transmisión 2023, carpeta 05 Evaluaciones Económicas, sub carpeta 02 Obras Nacionales No Recomendadas, archivo "Evaluacion Economica General_ITP_Obras_No_Recomendadas.xlsx", Hoja "Resumen", celdas F21:K21). Lo anterior se puede observar en la Figura 1.</p> <p>Figura 1: archivo "Evaluacion Economica General_ITP_Obras_No_Recomendadas.xlsx", Hoja "Resumen", celdas F21:K21 (Otros Anexos del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2023). (columna F)</p> <p>Adicionalmente, podemos señalar que, a partir de los análisis ejecutados por Andes Mainstream SpA, se observó que la zona en donde se emplazan las instalaciones de transmisión presenta importantes congestiones. En este sentido, si se considera la obra de expansión propuesta, se liberarán dichas congestiones.</p> <p>Por otra parte, los conductores que poseen actualmente las líneas de transmisión son de muy baja capacidad. Estos conductores son AAAC Flint y tienen una capacidad máxima de 255 MVA a 30°C, lo que resulta muy inferior a los requerimientos actuales y futuros, por lo que es necesario cambiar el conductor por uno de mayor capacidad a mayor temperatura (550 MVA a 35°C).</p> <p>En este sentido, es importante hacer presente que, incluso en operación normal y sin considerar el proyecto de generación Parque Eólico Cochrane de Mainstream que se encuentra en desarrollo, el sistema de transmisión experimentará</p>		<p>presentaría beneficios netos en el horizonte de evaluación. En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>sobrecargas importantes en la zona.</p> <p>En cambio, se destaca que cuando se conecte el nuevo proyecto de generación Parque Eólico Cochrane de Mainstream en base a la obra de ampliación de la S/E Centinela y el refuerzo de la línea 1x220 Encuentro – Centinela, se habrán reducido la mayoría de las sobrecargas que se producían incluso sin el proyecto de generación de Mainstream.</p> <p>Dado el gran recurso solar en la zona, y los nuevos proyectos que contemplan la incorporación de baterías, esta zona será una gran fuente de generación durante el día y la noche que permitirá abastecer la demanda local. Para viabilizar esto y permitir la inyección de energía renovable en la zona (como por ejemplo la de los proyectos Sierra Gorda Solar (406 MW, fotovoltaica), Likana CSP (400 MW, concentración solar), Pampa Unión (400 MW, fotovoltaica) y Parque Eólico Cochrane (400 MW, eólico)) sin el riesgo de enfrentar restricciones de transmisión, es necesaria la incorporación de la ampliación de la S/E Centinela y el refuerzo de la línea 1x220 Encuentro – Centinela.</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, solicitamos incorporar el proyecto de expansión “Aumento de capacidad línea 1x220 kV Encuentro – Centinela” en el Informe Final del Plan de Expansión 2023.</p> <p>Ver Figura 43.</p>		
22-04	Anexo 1: Proyectos No Recomendados.	La CNE decidió no incorporar el proyecto “Nueva S/E El Batro” fundado, únicamente, en que no existirían otros	En base a las justificaciones presentadas en la columna	No se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Tabla 1, fila 162. ID-Obra 32-05. Nueva S/E El Batro</p>	<p>proyectos de generación, además del Parque Eólico Los Perales, que requieran su conexión. No obstante, existen numerosos proyectos de generación en las cercanías de la zona en donde se emplazaría la “Nueva S/E El Batro” que hacen recomendable su incorporación en el Plan de Expansión 2023.</p> <p>En la siguiente Tabla 1, se indican los proyectos de generación que tienen como punto de conexión la zona en que se emplazaría la “Nueva S/E El Batro” y que, por tanto, se beneficiarían con su incorporación al sistema de transmisión.</p> <p>Ver Figura 44.</p> <p>Tabla 1: Proyectos en desarrollo en las cercanías de la S/E El Batro. (columna F)</p> <p>Al respecto, es importante señalar que estos proyectos son promovidos por distintas empresas, y no solo por Andes Mainstream SpA, por lo que es evidente el interés generalizado de los desarrolladores de proyectos por conectar proyectos de generación en esta zona. Esto demuestra que en esta zona del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) existe un potencial eólico relevante que requiere puntos de conexión más cercanos (lo que permitirá, además, reducir sus costos de conexión), con el objeto de evacuar la energía eléctrica que generan.</p> <p>A modo de ejemplo, hacemos presente que la conexión del proyecto Parque Eólico Polcura a la S/E La Pólvara 220 kV fue rechazada en dos ocasiones por el Coordinador por no existir</p>	<p>Observación, se solicita que la obra Nueva S/E El Batro sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>Se revisaron nuevamente los antecedentes presentados y las características de la zona en donde se solicita emplazar la nueva instalación. A partir de lo anterior, se decide mantener la decisión de no incorporar la obra en cuestión, toda vez que el interés por conectar nueva generación se asocia a un proyecto en particular, no encontrándose evidencia suficiente que acredite un interés por conectarse en ese punto en específico. Adicionalmente, es importante relevar que las características geográficas del lugar vuelven compleja la instalación de una subestación, de modo que la ubicación de un eventual nuevo punto de conexión de generación, a juicio de esta Comisión, debería contar con el patrocinio de más de un interesado, de modo de evitar generar soluciones ineficientes que sólo sirvan a un proyecto específico.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>posiciones disponibles en dicha subestación. En efecto, en el año 2021, a través de carta DE 00981-21, de fecha 3 de marzo de 2021, el Coordinador comunicó a Andes Mainstream SpA el rechazo de su solicitud de conexión por tal motivo y, posteriormente, en el año 2022, a través de carta DE 05802-22, de fecha 30 de noviembre de 2022, el Coordinador comunicó la inviabilidad de la conexión por no existir posiciones disponibles.</p> <p>En este sentido, el Panel de Expertos ha señalado que es procedente la incorporación de obras al plan de expansión cuando existe interés de desarrollar proyectos de generación en la zona, lo que se puede identificar a través de las solicitudes de conexión por acceso abierto ante el Coordinador (dictámenes de Discrepancia 7-2021, correspondiente al Plan de Expansión 2020, y de Discrepancia 7-2022, correspondiente al Plan de Expansión 2021). Este es precisamente el supuesto en el que nos encontramos tratándose de la obra “Nueva S/E El Batro”, por lo que su incorporación al plan de expansión 2023 es atendible también en virtud de la jurisprudencia del Panel de Expertos.</p> <p>En relación con esto, debemos señalar que en la sección 7.3.4. del informe técnico preliminar del plan de expansión 2023, se indica que fueron considerados entre 4700 y 7900 MW menos en la EGPT (Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión), utilizados por la CNE para la elaboración de dicho informe, respecto a los MW considerados en los escenarios definidos en la PELP. En este sentido, consideramos que la subestimación del parque de generación futuro podría dificultar la justificación de nuevas</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>obras de transmisión en los análisis de la CNE, pero la evidencia, consistente en las solicitudes de conexión de proyectos de generación, da cuenta de que las obras sí son necesarias.</p> <p>Otro elemento para evaluar positivamente la incorporación de la obra “Nueva S/E El Batro” es que esta instalación permitiría que proyectos de generación de energía renovable, entre ellos el Parque Eólico Perales (60 MW), cuenten con puntos de conexión más cercanos, cuestión que aporta, al menos, dos importantes beneficios: por un lado, incurrir en menores costos de conexión y, por otro lado, mitigar el impacto ambiental, territorial y con comunidades.</p> <p>La reducción de los costos de conexión es evidente si se considera, por ejemplo, que la extensión de las líneas de transmisión para conectar un proyecto de generación a una subestación, se reducirían sustantivamente (en el caso del Parque Eólico Polcura, si pudiera conectarse a la “Nueva S/E El Batro” en vez de a la S/E La Pólvora, la línea que deberá construir pasa de 12 km a menos de 1 km).</p> <p>Lo anterior tiene un efecto también en materia ambiental, territorial y de relacionamiento con comunidades, pues la construcción de una línea de transmisión de menos de 1 km de longitud es evidentemente menos invasiva que una línea de transmisión de 12 km. Esta dimensión debe ser necesariamente tomada en cuenta, pues la oposición de comunidades al desarrollo de proyectos es frecuente. En este sentido, es de público conocimiento que proyectos emplazados en la región de Valparaíso han sido resistidos por</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>comunidades que se oponen al trazado de líneas de transmisión, como es el caso de la obra nueva del sistema de transmisión zonal “Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora - Agua Santa”, desarrollada por Celeo Redes (ver, por ejemplo, “Municipalidad presenta observaciones al proyecto “Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora - Agua Santa”, disponible en: https://www.espacioregional.cl/municipalidad-presenta-observaciones-al-proyecto-nueva-linea-2x220-nueva-alto-melipilla-nueva-casablanca-la-polvora-agua-santa/).</p> <p>Por otro lado, a partir de los análisis ejecutados por Andes Mainstream SpA el año 2023, se observó que en el caso base con el plan de obras considerado, los escenarios evaluados muestran que la subestación seccionadora El Batro permite la evacuación de la energía renovable de la zona sin disminuir la confiabilidad y seguridad del SEN.</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, solicitamos incorporar el proyecto de expansión “Nueva S/E El Batro” en el Informe Final del Plan de Expansión 2023.</p>		
22-05	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 163. ID-Obra 32-06. Nuevo transformador 154/220 kV en S/E Santa Luisa y nueva línea 1x220 kV Santa Luisa - Duqueco</p>	<p>La CNE decidió no incorporar el proyecto “Nuevo transformador 154/220 kV en S/E Santa Luisa y nueva línea 1x220 kV Santa Luisa – Duqueco” fundado en dos razones.</p> <p>En primer lugar, la CNE sostuvo que la obra propuesta tiene por objeto permitir el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones de transmisión dedicada, por lo que su análisis no correspondería en el contexto del plan de expansión de la transmisión.</p>	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Nuevo transformador 154/220 kV en S/E Santa Luisa y nueva línea 1x220 kV Santa Luisa - Duqueco sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra propuesta considera el uso de instalaciones dedicadas, pero no se identifican motivos para desarrollarla a través del proceso de expansión de la transmisión, correspondiendo que sea</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Al respecto, debemos señalar que el proyecto “Nuevo transformador 154/220 kV en S/E Santa Luisa y nueva línea 1x220 kV Santa Luisa – Duqueco” no fue presentado para hacer uso de instalaciones de transmisión dedicada sino que el proyecto considera, entre otros, intervenir una instalación dedicada específica: la S/E Santa Luisa. La intervención de esta instalación tiene por objeto dar cumplimiento a los objetivos establecidos en el artículo 87 de la LGSE, en particular los de competencia y diversificación, a través de la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia (inciso segundo, literal b) del artículo 87 de la LGSE) y, en específico, aumentar la capacidad de transmisión de la línea 154 kV Los Ángeles - Charrúa para permitir la evacuación de la producción de las centrales existentes y futuras, por lo que el análisis de la obra propuesta es totalmente procedente en el contexto del plan de expansión de la transmisión. En este sentido, hacemos presente que tanto la normativa como los propios planes de expansión de la transmisión emitidos por la CNE en los procesos de los años 2021 y 2022, dan cuenta de que es posible la intervención de instalaciones de transmisión dedicadas en el contexto de un plan de expansión.</p> <p>Por una parte, tanto la LGSE (artículo 87) como el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (DS 37-2019, artículo 95) establecen que el plan de expansión de los sistemas de transmisión comprende instalaciones dedicadas, cuya expansión puede ser considerada para la conexión de obras de expansión en tanto permita cumplir con los objetivos de</p>		<p>desarrollada como una obra de expansión de sistemas dedicados.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>planificación de la transmisión. Este es el supuesto del proyecto propuesto.</p> <p>Por otra parte, la CNE, en anteriores planes de expansión de la transmisión, ha incorporado proyectos de expansión que intervenían instalaciones dedicadas, por lo que no es efectivo que no puedan analizarse en este contexto. En efecto, el plan de expansión del año 2021 incluyó la obra "Ampliación en S/E La Estrella 110 kV (BS)", que considera la intervención de la S/E La Estrella, correspondiente a una instalación dedicada. Y, el plan de expansión del año 2022, incluyó la obra "Nueva S/E Schwager", que considera la intervención de dos tramos de instalaciones dedicadas: la Línea 1x220 kV Lagunilla - Bocamina y la Línea 1x66 kV Bocamina - Coronel. En consecuencia, no se advierte impedimento para evaluar intervenciones de instalaciones de transmisión dedicadas en el contexto del plan de expansión.</p> <p>En segundo lugar, la CNE sostuvo que, aunque los análisis arrojaron como resultado que en al menos el 50 % de los escenarios analizados el proyecto habría presentado beneficios netos positivos, éstos no se observaban en los primeros años de operación, por lo que la obra propuesta es postergable.</p> <p>Al respecto, debemos señalar que el proyecto "Nuevo transformador 154/220 kV en S/E Santa Luisa y nueva línea 1x220 kV Santa Luisa – Duqueco" presenta beneficios netos positivos en todos los escenarios analizados. Dicha conclusión no es modificada por el hecho de que, en los primeros años de operación de la obra, ésta no presente un beneficio neto</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>positivo.</p> <p>De hecho, el Panel de Expertos, al analizar el beneficio de un proyecto, considera la evaluación que arroja cada escenario (dictámenes de Discrepancias 40-2023 y 42-2023, ambas correspondientes al Plan de Expansión 2022), por lo que no es procedente que la CNE descarte un proyecto únicamente porque en determinados años el beneficio no es positivo si, en la sumatoria, se obtiene un beneficio neto positivo.</p> <p>Adicionalmente, debemos señalar que la obra considera un plazo constructivo de 36 meses, por lo que su postergación no es consistente con las necesidades del sistema, más aún cuando las evaluaciones económicas, en todos los escenarios, hacen recomendable el proyecto. En este sentido, postergar la ejecución del proyecto podría significar que su evaluación en el siguiente plan de expansión (año 2024) ya no sea oportuno, pues su entrada en operación será requerida con anterioridad.</p> <p>En este sentido, a partir de los análisis ejecutados por Andes Mainstream SpA el año 2023, se determinó que en el caso base, sin la obra propuesta, se presentan sobrecargas relevantes en la línea 1x154 kV Los Ángeles – Charrúa, y en el transformador 154/66 kV T4 de la S/E Los Ángeles. Es importante destacar que estas sobrecargas se producen principalmente por la inyección de energía de las centrales eólicas Cuel, Mesamávida y Alena, que ya se encuentran en operación.</p> <p>Posteriormente, al considerar la obra “Nuevo transformador</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>154/220 kV en S/E Santa Luisa y nueva línea 1x220 kV Santa Luisa – Duqueco”, desaparecen las sobrecargas en las instalaciones mencionadas, en todos los casos analizados, incluso frente a contingencias y para el escenario de generación máxima.</p> <p>En base a los resultados presentados, se advierte la necesidad de incluir la obra propuesta “Nuevo transformador 154/220 kV en S/E Santa Luisa y nueva línea 1x220 kV Santa Luisa – Duqueco” en el Plan de Expansión de la Transmisión 2023, con el objetivo de evitar el Curtailment o vertimiento de energía de las centrales que se encuentran en operación (Cuel, Mesamávida y Alena) y, adicionalmente, permitir la conexión de nuevos proyectos renovables en la zona.</p> <p>Asimismo, hacemos presente que esta obra de transmisión también proporcionaría respaldo en alta tensión a los consumos regulados de la zona, en especial a la ciudad de Los Ángeles, la que actualmente está conectada de manera radial a la línea 1x154 Charrúa – Los Ángeles.</p> <p>Por otro lado, y tal como se indicó previamente, dado que los propios análisis de la CNE dieron cuenta de que el proyecto presenta beneficios en todos los escenarios analizados, sumado al hecho de que ya existen proyectos en operación en la zona y, por tanto, los problemas de sobrecargas son actuales y no solo futuros, no se justifica postergar la inclusión de esta obra para los siguientes procesos de expansión. En la siguiente Figura 1 se da cuenta de la positiva evaluación de la CNE de este proyecto, el que presenta beneficios en los tres escenarios analizados.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Ver Figura 45.</p> <p>Figura 1: archivo "Evaluacion Economica General_ITP_Obras_No_Recomendadas.xlsx", Hoja "Resumen", celdas F40:K40 (Otros Anexos del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2023). (columna F)</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, solicitamos incorporar el proyecto de expansión "Nuevo transformador 154/220 kV en S/E Santa Luisa y nueva línea 1x220 kV Santa Luisa – Duqueco" en el Informe Final del Plan de Expansión 2023.</p>		
22-06	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 164. ID-Obra 32-07. Cambio de conductor de los dos circuitos de la línea 2x220 kV Cautín - Temuco</p>	<p>La CNE decidió no incorporar el proyecto "Cambio de conductor de los dos circuitos de la línea 2x220 kV Cautín-Temuco" fundado, únicamente, en que, aunque los análisis arrojaron como resultado que en al menos el 50 % de los escenarios analizados el proyecto habría presentado beneficios netos positivos, éstos no se observaban en los primeros años de operación, por lo que la obra propuesta es postergable.</p> <p>Al respecto, debemos señalar que el proyecto "Cambio de conductor de los dos circuitos de la línea 2x220 kV Cautín-Temuco" presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados. Dicha conclusión no es modificada por el hecho de que, en los primeros años de operación de la obra, ésta no presente un beneficio neto positivo.</p> <p>De hecho, el Panel de Expertos, al analizar el beneficio de un</p>	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Cambio de conductor de los dos circuitos de la línea 2x220 kV Cautín - Temuco sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>Ver respuesta a observación 18-47.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>proyecto, considera la evaluación que arroja cada escenario (dictámenes de Discrepancias 40-2023 y 42-2023, ambas correspondientes al Plan de Expansión 2022), por lo que no es procedente que la CNE descarte un proyecto únicamente porque en determinados años el beneficio no es positivo si, en la sumatoria, se obtiene un beneficio neto positivo.</p> <p>Por otra parte, dado que la obra considera un plazo constructivo de 24 meses, su postergación no es consistente con las necesidades del sistema, más aún cuando las evaluaciones económicas recomiendan el proyecto. En este sentido, postergar la ejecución del proyecto podría significar que su evaluación en el siguiente plan de expansión (año 2024) ya no sea oportuno, pues su entrada en operación será requerida con anterioridad.</p> <p>Adicionalmente, debemos señalar que, a partir de los análisis ejecutados por Andes Mainstream SpA el año 2023, se determinó que, para el caso base, sin la obra de ampliación propuesta, se presentan sobrecargas en la línea 2x220 kV Temuco – Cautín. Posteriormente, al considerar el cambio de conductor de los dos circuitos de la línea 2x220 kV Cautín - Temuco, no se presentan sobrecargas para ninguna de las contingencias analizadas.</p> <p>La importancia de esta obra de expansión también consiste en que permitirá la correcta evacuación de la energía eléctrica generada por los proyectos renovables en operación o en fase avanzada de desarrollo que se ubican al sur de la S/E Mulchén, los cuales en conjunto suman cerca de 1800 MW.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Además de los proyectos mencionados, existen muchos proyectos en la etapa de Acceso Abierto para conectarse en las SS/EE Tineo, Frutillar Norte, Nueva Pichirropulli y Cerros de Huichahue. En consecuencia, si en base a los proyectos que ya fueron considerados para la evaluación de la CNE el proyecto se justifica económicamente en el 50% de los casos, cuando avancen los proyectos de Acceso Abierto probablemente se justificará en más casos. Lo anterior, es especialmente atendible toda vez que los proyectos de generación renovable pueden desarrollarse con mayor celeridad que la transmisión, por lo que es importante que ésta se anticipe a la generación, tal como está previsto en la LGSE.</p> <p>De hecho, lo indicado anteriormente es consistente con lo establecido en el Artículo 87 de la LGSE, inciso segundo, literal b), según el cual "(...) la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: (...) b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio". Y, a su vez, es consistente con lo señalado en el inciso tercero de la misma norma, según el cual " El proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente (...)".</p> <p>Por tanto, en base a los antecedentes expuestos, la inclusión de la obra propuesta "Cambio de conductor de los dos</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>circuitos de la línea 2x220 kV Cautín-Temuco” en el Plan de Expansión de la Transmisión 2023 es necesaria para permitir la conexión de nuevos proyectos renovables en la zona, así como también evitar Curtailment o vertimiento de energía eléctrica generada por las centrales que se encuentran en operación (proyecto Puelche Sur de Mainstream), los proyectos que se encuentran en construcción (PE Caman de Mainstream) y los que se encuentran en desarrollo (PE Caman 2 y PE Entre Ríos de Mainstream).</p> <p>Por otro lado, como se indicó antes, dado que los análisis de la CNE reconocieron que el proyecto presenta beneficios en más del 50% de los escenarios analizados, sumado a que ya existen proyectos en operación en la zona y, por tanto, los problemas de sobrecargas son actuales y no solo futuros, no se justifica postergar la inclusión de esta obra para los siguientes procesos de expansión. En la siguiente Figura 1 se da cuenta de la positiva evaluación de la CNE de este proyecto, el que presenta beneficios en más del 50% de los escenarios analizados.</p> <p>Ver Figura 46.</p> <p>Figura 1: archivo “Evaluacion Economica General_ITP_Obras_No_Recomendadas.xlsx”, Hoja “Resumen”, celdas F37:K37 (Otros Anexos del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2023). (columna F)</p> <p>Por otra parte, hacemos presente que Andes Mainstream SpA tiene proyectos distribuidos a lo largo del país, con una importante presencia en la zona centro-sur. Ello ha permitido</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>advertir que el informe técnico preliminar del plan de expansión 2023 así como subestima la generación en términos globales, podría estar sobre representando los proyectos de generación en la zona norte, en desmedro de la zona centro-sur. Lo anterior, fundado en que el informe técnico preliminar del plan de expansión 2023 ha considerado como parte del parque de generación los proyectos asociados a licitación de terrenos fiscales, los que se emplazan en la zona norte del país. A mayor abundamiento, los proyectos de generación en terrenos fiscales de la zona norte suman, en total, más de 4.000 MW; mientras que los proyectos identificados por Andes Mainstream SpA únicamente para justificar la obra “Cambio de conductor de los dos circuitos de la línea 2x220 kV Cautín-Temuco” se acercan a los 2.000 MW. En este sentido, no existe racionalidad técnica para considerar unos proyectos únicamente porque se emplazarían en terrenos fiscales y no considerar otros que no harán uso de ellos.</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, solicitamos incorporar el proyecto de expansión “Cambio de conductor de los dos circuitos de la línea 2x220 kV Cautín-Temuco” en el Informe Final del Plan de Expansión 2023.</p>		
22-07	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 165. ID-Obra 32-08. Ampliación de Barras S/E Rahue 220 kV</p>	<p>La CNE decidió no incorporar el proyecto “Ampliación de Barras S/E Rahue 220 kV” fundado, únicamente, en que no existirían otros proyectos de generación, además del Parque Eólico Radales, que requieran su conexión. No obstante, existen numerosos proyectos de generación en las cercanías de la zona de la S/E Rahue que hacen recomendable la incorporación del proyecto en el Plan de Expansión 2023.</p>	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Ampliación de Barras S/E Rahue 220 kV sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>Ver respuesta a observación 18-44.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Al respecto, debemos señalar que, si bien la ampliación de las barras de la S/E Rahue 220 kV se propuso para permitir la conexión del proyecto Parque Eólico Radales que se está desarrollando en la zona, existen otros proyectos también en desarrollo en este sector.</p> <p>Por ejemplo, adicional al proyecto Parque Eólico Radales, actualmente existe otra solicitud para conectarse en la S/E Rahue 220 kV, correspondiente al Parque Eólico Las Parcelas (90 MW). Dicha solicitud de conexión fue rechazada recientemente por el Coordinador (carta DE 00763-24, de fecha 8 de febrero de 2024), por falta de espacios en la S/E Rahue. Además, existen 3 proyectos con solicitudes en las instalaciones dedicadas que llegan a la S/E Rahue. Estos proyectos y su estado de tramitación se resumen en la siguiente Tabla:</p> <p>Ver Figura 47.</p> <p>Tabla 2: Proyectos en desarrollo en la S/E Rahue 220 kV (columna F)</p> <p>Lo anterior demuestra que sí existe interés y recursos en la zona para el desarrollo de nuevos proyectos. En este contexto, se puede sostener que es probable que el interés por desarrollar proyectos en la zona aumentará en la medida que existan más posiciones disponibles en la S/E Rahue.</p> <p>En este sentido, el Panel de Expertos ha señalado que es procedente la incorporación de obras al plan de expansión</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>cuando existe interés de desarrollar proyectos de generación en la zona, lo que se puede identificar a través de las solicitudes de conexión por acceso abierto ante el Coordinador (dictámenes de Discrepancia 7-2021, correspondiente al Plan de Expansión 2020, y de Discrepancia 7-2022, correspondiente al Plan de Expansión 2021). Este es precisamente el supuesto en el que nos encontramos tratándose de la obra “Ampliación de Barras S/E Rahue 220 kV”, por lo que su incorporación al plan de expansión 2023 es atendible también en virtud de la jurisprudencia del Panel de Expertos.</p> <p>En relación con esto, debemos señalar que en la sección 7.3.4. del informe técnico preliminar del plan de expansión 2023, se indica que fueron considerados entre 4700 y 7900 MW menos en la EGPT (Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión), utilizados por la CNE para la elaboración de dicho informe, respecto a los MW considerados en los escenarios definidos en la PELP. En este sentido, consideramos que la subestimación del parque de generación futuro podría dificultar la justificación de nuevas obras de transmisión en los análisis de la CNE, pero la evidencia, consistente en las solicitudes de conexión de proyectos de generación, da cuenta de que las obras sí son necesarias.</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, además considerando que la incorporación del Parque Eólico Radales presenta beneficios para el sistema, solicitamos incorporar el proyecto de expansión “Ampliación de Barras</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		S/E Rahue 220 kV” en el Informe Final del Plan de Expansión 2023.		
22-08	Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 167. ID-Obra 32-10. Nuevo Transformador T2 500/220 kV en S/E Entre Ríos	<p>La CNE indicó que el motivo para no recomendar la obra “Nuevo Transformador T2 500/220 kV en S/E Entre Ríos” era el mismo motivo señalado para no incorporar la obra del Coordinador “Aumento de capacidad S/E Entre Ríos (NTR ATAT 500/220 kV)”, esto es, que el proyecto no tenía beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados.</p> <p>El Coordinador propuso su proyecto por motivos de suficiencia y con el objeto de evitar congestiones en la S/E Charrúa 500/220 kV, lo que Andes Mainstream SpA comparte.</p> <p>En efecto, a partir de los análisis ejecutados por Andes Mainstream SpA el año 2023, se determinó que se presentan sobrecargas en los transformadores ubicados en las SS/EE Entre Ríos y Charrúa cuando dichas instalaciones deben operar en cumplimiento del criterio N-1.</p> <p>Posteriormente, al considerar la obra “Nuevo Transformador T2 500/220 kV en S/E Entre Ríos”, desaparecen las sobrecargas en los transformadores ubicados en las SS/EE Charrúa y Entre Ríos, en todos los casos analizados, incluso frente a contingencias y para el escenario de generación máxima.</p> <p>Es importante destacar que todos los excedentes de generación de la zona sur (al sur de la S/E Charrúa) se evacúan hacia la zona central por los transformadores de las</p>	En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Nuevo Transformador T2 500/220 kV en S/E Entre Ríos sea incorporada en el Informe Técnico Final.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, es del caso señalar que el sólo hecho de que se proyecten congestiones en una instalación del sistema de transmisión nacional, no constituye motivo suficiente para que se genere la necesidad de incorporar una obra de expansión que alivie dicha situación, sino que representa un primer síntoma de una eventual necesidad, la que debe ser corroborada con los demás criterios utilizados en el proceso para efectos de verificar la pertinencia de su incorporación. Sin embargo, y a efectos de atender lo indicado en la observación, en términos del surgimiento de oferta no prevista en lo EGPT que pudiese modificar lo resuelto en el ITP, se simularon escenarios de sensibilidad ajustando la oferta en la zona indicada, manteniéndose la conclusión obtenida en los demás escenarios, por lo que no se modifica la definición.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>SS/EE Charrúa y Entre Ríos.</p> <p>Por otra parte, además de los proyectos en operación y declarados en construcción, existen muchos proyectos en la etapa de Acceso Abierto que pretenden conectarse en las SS/EE de la zona sur (Tineo, Frutillar Norte, Nueva Pichirropulli, Cerros de Huichahue, Río Malleco, Mulchén, etc.), por lo que, a pesar de que con los proyectos considerados para la evaluación de la CNE no se justifica económicamente esta obra en el 50% de los casos, cuando dichos proyectos avancen en sus procesos de conexión, es altamente probablemente que sí se justifique económicamente el proyecto en más escenarios.</p> <p>Lo anterior es especialmente atendible toda vez que los proyectos de generación renovable pueden desarrollarse con mayor celeridad que la transmisión, por lo que es importante que ésta se anticipe a la generación, tal como está previsto en la LGSE.</p> <p>De hecho, lo indicado anteriormente es consistente con lo establecido en el Artículo 87 de la LGSE, inciso segundo, literal b), según el cual "(...) la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: (...) b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio". Y, a su vez, es consistente con lo señalado en el inciso tercero de la misma norma, según el cual "El proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente (...)"</p> <p>En base a los antecedentes presentados, es necesaria la inclusión de la propuesta "Nuevo Transformador T2 500/220 kV en S/E Entre Ríos" en el Plan de Expansión de la Transmisión 2023, a fin de permitir la conexión de nuevos proyectos renovables en la zona, así como también evitar Curtailment o vertimiento de energía generada por las centrales que se encuentran en operación (proyecto Puelche Sur de Mainstream), los proyectos que se encuentran en construcción (PE Caman de Mainstream) y los que se encuentran en desarrollo (PE Caman 2 y PE Entre Ríos de Mainstream).</p> <p>Por otra parte, hacemos presente que Andes Mainstream SpA tiene proyectos distribuidos a lo largo del país, con una importante presencia en la zona centro-sur. Ello ha permitido advertir que el informe técnico preliminar del plan de expansión 2023 así como subestima la generación en términos globales, podría estar sobre representando los proyectos de generación en la zona norte, en desmedro de la zona centro-sur. Lo anterior, fundado en que el informe técnico preliminar del plan de expansión 2023 ha considerado como parte del parque de generación los proyectos asociados a licitación de terrenos fiscales, los que se emplazan en la zona norte del país. A mayor abundamiento, los proyectos de generación en terrenos fiscales de la zona norte suman, en total, más de 4.000 MW; mientras que los proyectos identificados por Andes Mainstream SpA únicamente para justificar la obra "Nuevo</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>transformador T2 500/200 kV en S/E Entre Ríos” también superan los 4.000 MW. En consecuencia, no existe racionalidad técnica para considerar unos proyectos únicamente porque se emplazarían en terrenos fiscales y no considerar otros que no harán uso de ellos.</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, solicitamos incorporar el proyecto de expansión “Nuevo transformador T2 500/200 kV en S/E Entre Ríos” en el Informe Final del Plan de Expansión 2023.</p>		

Anexos Empresa 22

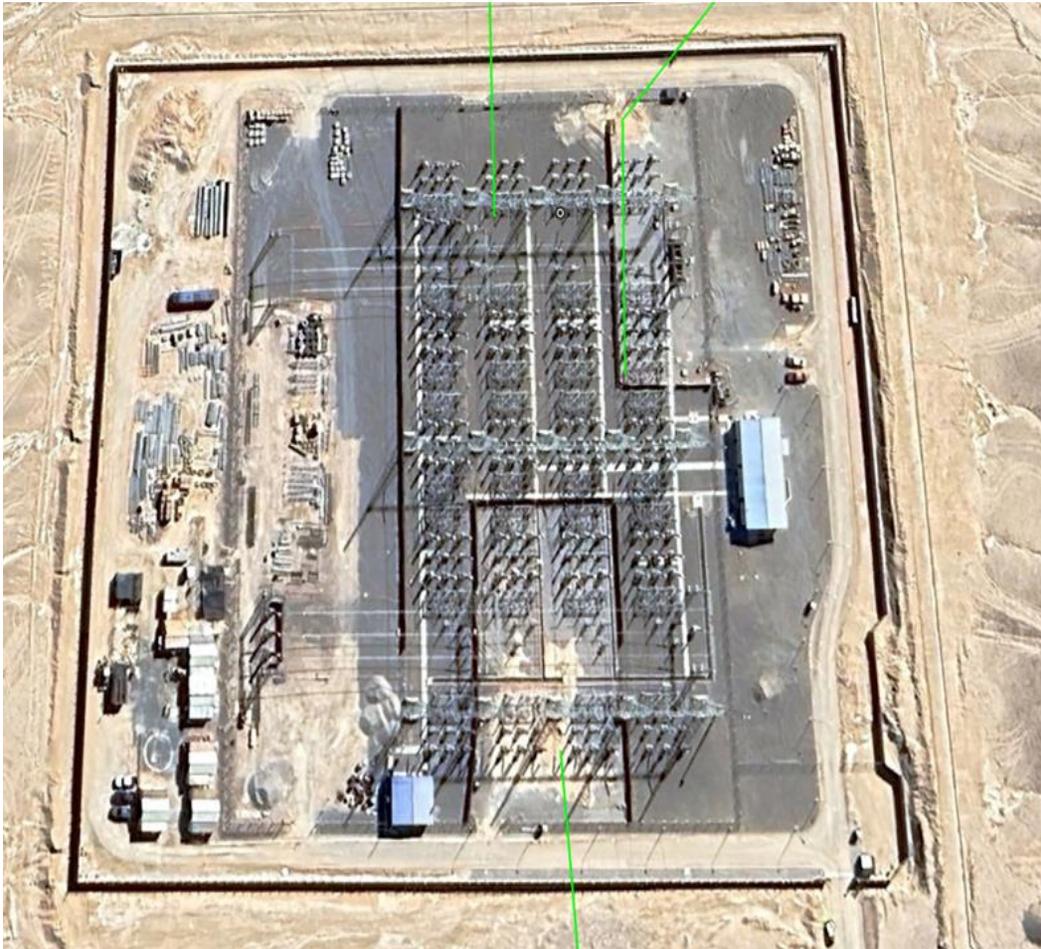


Figura 41

Proyecto	Proyecto base	Nombre Evaluación	Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
			ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Ampliación en SE Centinela y Aumento de Capacidad Líneas 2x220 kV El Cobre - Centinela y 1x220 kV El Cobre - Laberinto	Caso base: Sistema de 500 hasta Pichitropulli. Primer tramo Line-25. Segundo tramo Jul-2032. Sin Palagual, sin refuerzo Charrúa Hualqui Linea 220kV - Tramo Pichitropulli de Instalación		- 6	6	2	- 45	27	17

Figura 42

Proyecto	Proyecto base	Nombre Evaluación	Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
			ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Encuentro - Centinela	Caso base: Sistema de 500 hasta Pichitropulli. Primer tramo Line-25. Segundo tramo Jul-2032. Sin Palagual, sin refuerzo Charrúa Hualqui Linea 220kV - Tramo Pichitropulli de Instalación		- 1	10	7	- 37	35	25

Figura 43

Proyecto	Capacidad [MW]	Punto de Conexión Cercano
Parque Eólico La Pólvara	210	S/E La Pólvara 220 kV
Parque Eólico Joya del Pacífico	120	S/E La Pólvara 110 kV
Parque Eólico Perales	60	Nueva S/E El Batro 220kV
BESS Varón	90	S/E La Pólvara 220 kV
Parque Eólico Polcura	155	S/E La Pólvara 220 kV
Total	635	

Figura 44

Proyecto	Proyecto base	Nombre Evaluación	Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
			ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Nuevo transformador 15x220 kV en SE Santa Luisa y nueva línea 1x220 kV Santa Luisa - Duqueco	Caso base: Sistema de 500 hasta Pichitropulli. Primer tramo Line-25. Segundo tramo Jul-2032. Sin Palagual, sin refuerzo Charrúa Hualqui		166	160	92	528	499	258

Figura 45

Proyecto	Proyecto base	Nombre Evaluación	Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
			ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Cambio de conductor de los dos circuitos de la línea 2x220 kV Caulín - Temuco	Linea base: Sistema de 500 hasta Picchirraupil. Primer tramo Ene-24 (Cambio de tramo: 4.4.2015) Sin Evaluación sin referencias Pluviales		9	1	0	43	8	1

Figura 46

Proyecto	Capacidad [MW]	Punto de Conexión	Estado
Parque Eólico Las Parcelas	90	S/E Rahue 220 kV	Rechazado por Falta de Espacio
Parque Eólico Pilmaiquén	35	Tap Off en línea Rahue – Antillanca 220 kV	Audiencia y Antecedentes Adicionales
AR-SEG Eólico Capilla	74	Línea Rahue – Antillanca 220 kV	Autorizado para Declararse en Construcción
Central Hidroeléctrica Los Lagos	48	Línea 1x220 kV Rucatayo - Picchirrahue	Declarado en construcción
Total	247		

Figura 47

E23 – Generadora Metropolitana

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
23-01	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf</p> <p>ID:1, ID Obra: 00-01. Proyecto: "Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Kimal – Crucero"</p>	<p>La propuesta de incorporación del Proyecto "Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Kimal – Crucero" al Plan de Expansión 2023 nace con el objetivo de aumentar la capacidad de transmisión en el tramo comprendido entre las subestaciones Kimal y Crucero y así evitar congestiones que se visualizan en el mediano plazo mediante el cambio de conductor de la línea 2x220 kV Kimal – Crucero, que actualmente posee dos conductores por fase tipo ACAR 900 MCM, por un conductor que permita una capacidad de transporte de al menos 1000 MVA a 35°C con sol.</p> <p>La Comisión indica como motivo de no recomendación que el proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, pero que, "si bien, el proyecto propuesto presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe, la obra propuesta resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación."</p> <p>Del análisis de la etapa de conformación del plan de expansión, correspondiente a la sección 7.4.9 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2023, se establece que se debe seleccionar una de las carteras intermedias asociada a cada EGPT, la aproximación utilizada consiste en determinar aquellos proyectos que individualmente resulten ser eficientes en más del 50% de los EGPT, los que pasarán a conformar el Plan de Expansión en</p>	<p>Incorporar en la sección 3.1 del Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023 el proyecto "Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Kimal – Crucero".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La observación plantea una eventual contradicción entre lo señalado en el artículo 87° de la Ley, en lo referido a la incorporación de obras que resulten económicamente eficientes, y el hecho de postergar la incorporación de la obra en cuestión por no presentar beneficios positivos en los primeros años de operación. Al respecto, es preciso indicar que lo planteado no resulta correcto, debido a que el hecho de que la evaluación de una obra en particular no presente beneficios netos positivos durante los primeros años, representa un síntoma de que su incorporación en planes de expansión posteriores mejoraría los resultados de la evaluación y, por tanto, redundaría en una mayor eficiencia de la obra, de manera tal que no existe la contradicción señalada por la observante.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>conjunto con los proyectos comunes a todas las carteras intermedias.</p> <p>Asimismo, en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, específicamente en el artículo 94, que define la etapa de conformación del Plan de Expansión, luego de concluidas las etapas precedentes de la metodología de Planificación de la Transmisión, no se menciona como requisito que la obra propuesta debe presentar beneficios netos positivos específicamente en los primeros años de operación. Lo anterior, no se condice con lo establecido específicamente en el inciso segundo, literal c), del artículo 87º de la LGSE donde se establece que la planificación de la transmisión debe realizarse considerando "... las instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio ...".</p> <p>De los anexos se pueden observar los resultados de la evaluación económica del proyecto realizada por la CNE, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema, en donde se puede observar que el proyecto resulta beneficioso para el sistema para un 66,6% de los escenarios.</p> <p>Ver Figura 48.</p>		
23-02	ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no	La propuesta de incorporación del Proyecto "Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Miraje – Encuentro" al Plan de	Incorporar en la sección 3.1 del	Ver respuesta a la observación 18-37.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>recomendados. pdf</p> <p>ID:2, ID Obra: 00-02. Proyecto: "Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Miraje – Encuentro"</p>	<p>Expansión 2023 nace con el objetivo de aumentar la capacidad de transmisión en el tramo comprendido entre las subestaciones Miraje y Encuentro y así evitar congestiones que se visualizan en el mediano plazo mediante el cambio de conductor de la línea 2x220 kV Miraje – Encuentro, que actualmente posee dos conductores por fase tipo ACAR 700 MCM, por un conductor que permita una capacidad de transporte de al menos 1000 MVA a 35°C con sol.</p> <p>La Comisión indica como motivo de no recomendación que el proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, pero que, "el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión".</p> <p>Del análisis de la etapa de conformación del plan de expansión, correspondiente a la sección 7.4.9 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión correspondiente al año 2023, se establece que se debe seleccionar una de las carteras intermedias asociada a cada EGPT, la aproximación utilizada consiste en determinar aquellos proyectos que individualmente resulten ser eficientes en más del 50% de los EGPT, los que pasarán a conformar el Plan de Expansión en conjunto con los proyectos comunes a todas las carteras intermedias.</p> <p>De los anexos se pueden observar los resultados de la</p>	<p>Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023 el proyecto "Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Miraje – Encuentro".</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>evaluación económica del proyecto Aumento de Capacidad Miraje Encuentro, en donde se evidencia que ellos sí presentan en más del 50% de los escenarios beneficios netos positivos para la operación del sistema de transmisión.</p> <p>Ver Figura 49.</p>		
23-03	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf</p> <p>ID:26, ID Obra: 00-26. Proyecto: "Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV en S/E Polpaico"</p>	<p>La propuesta de incorporación del Proyecto "Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV en S/E Polpaico" al Plan de Expansión 2023 nace con el objetivo de minimizar la limitación de transmisión de la subestación Polpaico 500/220 kV, debido a los flujos de energía proveniente desde el norte del SEN, con foco en la influencia de la nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre. Esta obra permite aumentar el límite N-1 de los transformadores de la subestación, permitiendo evitar congestiones en los flujos de 500 a 220 kV con la llegada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.</p> <p>La Comisión indica como motivo de no recomendación que el proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, pero que, "si bien, el proyecto propuesto presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe, la obra propuesta resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación."</p> <p>Del análisis de la etapa de conformación del plan de</p>	<p>Incorporar en la sección 3.1 del Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023 el proyecto "Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV en S/E Polpaico".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El argumento planteado se funda en lo mismo señalado en la observación 23-01, de modo que se replica lo indicado por este servicio en dicha ocasión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>expansión, correspondiente a la sección 7.4.9 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión correspondiente al año 2023, se establece que se debe seleccionar una de las carteras intermedias asociada a cada EGPT, la aproximación utilizada consiste en determinar aquellos proyectos que individualmente resulten ser eficientes en más del 50% de los EGPT, los que pasarán a conformar el Plan de Expansión en conjunto con los proyectos comunes a todas las carteras intermedias.</p> <p>Asimismo, en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, específicamente en el artículo 94, que define la etapa de conformación del Plan de Expansión, luego de concluidas las etapas precedentes de la metodología de Planificación de la Transmisión, no se menciona como requisito que la obra propuesta debe presentar beneficios netos positivos específicamente en los primeros años de operación. Lo anterior, no se condice con lo establecido específicamente en el inciso segundo, literal c), del artículo 87º de la LGSE donde se establece que la planificación de la transmisión debe realizarse considerando "... las instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio ...".</p> <p>De los anexos publicados por la Comisión, se pueden observar los resultados de la evaluación económica, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema, en donde se puede</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>observar que el proyecto resulta beneficioso para el sistema para un 100% de los escenarios.</p> <p>Ver Figura 50.</p>		
23-04	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf</p> <p>ID:39, ID Obra: 03-05. Proyecto: "Repotenciamiento de la línea Crucero – Kimal 220 kV (PE-05)"</p>	<p>La propuesta de incorporación del Proyecto "Repotenciamiento de la línea Crucero – Kimal 220 kV (PE-05)" al Plan de Expansión 2023 nace con el objetivo de apalancar los cuellos de botella que se han identificado para el acceso al sistema de 500 kV y la futura línea HVDC para bloques de energía a ser transportados desde la S/E Kimal al resto del SEN. De acuerdo con estos antecedentes, se propone el proyecto de repotenciamiento de la línea 2x220 kV Kimal - Crucero, pasando de una capacidad de 500 [MVA] por circuito a [1.000 MVA] por circuito, evitando ser un cuello de botella para el acceso al sistema de 500KV y enlace HVDC para los bloques de generación renovable.</p> <p>La Comisión indica como motivo de no recomendación que el proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, pero que, "si bien, el proyecto propuesto presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe, la obra propuesta resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación."</p> <p>Del análisis de la etapa de conformación del plan de expansión, correspondiente a la sección 7.4.9 del Informe</p>	<p>Incorporar en la sección 3.1 del Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023 el proyecto "Repotenciamiento de la línea Crucero – Kimal 220 kV (PE-05)".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El argumento planteado se funda en lo mismo señalado en la observación 23-01, de modo que se replica lo indicado por este servicio en dicha ocasión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Técnico Preliminar del Plan de Expansión correspondiente al año 2023, se establece que se debe seleccionar una de las carteras intermedias asociada a cada EGPT, la aproximación utilizada consiste en determinar aquellos proyectos que individualmente resulten ser eficientes en más del 50% de los EGPT, los que pasarán a conformar el Plan de Expansión en conjunto con los proyectos comunes a todas las carteras intermedias.</p> <p>Asimismo, en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, específicamente en el artículo 94, que define la etapa de conformación del Plan de Expansión, luego de concluidas las etapas precedentes de la metodología de Planificación de la Transmisión, no se menciona como requisito que la obra propuesta debe presentar beneficios netos positivos específicamente en los primeros años de operación. Lo anterior, no se condice con lo establecido específicamente en el inciso segundo, literal c), del artículo 87º de la LGSE donde se establece que la planificación de la transmisión debe realizarse considerando "... las instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio ...".</p> <p>De los anexos publicados por la CNE, se pueden observar de los resultados de la evaluación económica, realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema, que el proyecto resulta beneficioso</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>para el sistema para un 66,6% de los escenarios.</p> <p>Ver Figura 51.</p>		
23-05	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf</p> <p>ID:122, ID Obra: 30-01. Proyecto: "Almacenamiento Tramos Frutillar Norte 220 - Rahue 220 y Rahue 220 - Pichirropulli 220"</p>	<p>La propuesta de incorporación del Proyecto "Almacenamiento Tramos Frutillar Norte 220 - Rahue 220 y Rahue 220 - Pichirropulli 220" al Plan de Expansión 2023 nace con el objetivo de aprovechar la rápida respuesta del sistema de almacenamiento durante una contingencia garantizando régimen permanente, una mayor capacidad de transporte en los tramos, de manera de, operar las líneas por sobre su límite de N-1 en régimen permanente, contando con el respaldo de que ante una contingencia será la batería la que almacene el exceso de potencia.</p> <p>La Comisión indica como motivo de no recomendación que el proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, pero que, "si bien, el proyecto propuesto presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe, la obra propuesta resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación."</p> <p>Del análisis de la etapa de conformación del plan de expansión, correspondiente a la sección 7.4.9 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión correspondiente al año 2023, se establece que se debe seleccionar una de las carteras intermedias asociada a cada EGPT, la aproximación utilizada consiste en determinar aquellos proyectos que individualmente resulten ser eficientes en</p>	<p>Incorporar en la sección 3.2 del Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023 el proyecto "Almacenamiento Tramos Frutillar Norte 220 - Rahue 220 y Rahue 220 - Pichirropulli 220".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El argumento planteado se funda en lo mismo señalado en la observación 23-01, de modo que se replica lo indicado por este servicio en dicha ocasión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>más del 50% de los EGPT, los que pasarán a conformar el Plan de Expansión en conjunto con los proyectos comunes a todas las carteras intermedias.</p> <p>Asimismo, en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, específicamente en el artículo 94, que define la etapa de conformación del Plan de Expansión, luego de concluidas las etapas precedentes de la metodología de Planificación de la Transmisión, no se menciona como requisito que la obra propuesta debe presentar beneficios netos positivos específicamente en los primeros años de operación. Lo anterior, no se condice con lo establecido específicamente en el inciso segundo, literal c), del artículo 87º de la LGSE donde se establece que la planificación de la transmisión debe realizarse considerando "... las instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio ...".</p> <p>De los anexos se pueden observar que los resultados de la evaluación económica del proyecto realizada por la CNE, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema, resultan beneficiosos para el sistema para un 100% de los escenarios.</p> <p>Ver Figura 52.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Seguido de lo anterior, el artículo 102 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, indica que los Sistemas de Almacenamiento de Energía que se incorporen al Sistema de Transmisión a propósito del Proceso de Planificación, deberán prestar servicios de transmisión permitiendo reducir los costos de inversión, operación y falla del Sistema Eléctrico.</p> <p>Para este caso particular, se confirma que el proyecto: “Almacenamiento Tramos Frutillar Norte 220 - Rahue 220 y Rahue 220 - Pichirropulli 220” permite ampliar la capacidad de transmisión de los tramos respectivos reduciendo los costos de operación del Sistema Eléctrico.</p>		
23-06	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf</p> <p>ID:99, ID Obra: 22-01. Proyecto: “Ampliación SE Buli”</p>	<p>La propuesta de incorporación del Proyecto “Ampliación SE Buli” al Plan de Expansión 2023 nace con el objetivo de atender las necesidades de conexión de proyectos que están siendo desarrollados en la zona y solicitan conexión en la subestación Buli mediante acceso abierto.</p> <p>La Comisión decide postergar la incorporación del proyecto a fin de contar con mayores antecedentes respecto de las características de la obra de expansión Nueva S/E Buli que se encuentra actualmente adjudicada e incorporada dentro del Decreto 15 de Adjudicación de Obras del Ministerio de Energía, publicado el 16 de junio del 2023 y aún no inicia su etapa de construcción.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes presentados, el proyecto se propone para la conexión de proyectos de generación de la zona, por ende, la evaluación de</p>	<p>Incorporar en la sección 4.1 del Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023 el proyecto “Ampliación SE Buli”.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Esta Comisión reitera la decisión de no incluir esta obra en el presente Plan de Expansión, debido a que aún no inicia su construcción, por lo que se esperará a que inicie dicha etapa para tener más antecedentes respecto de las características constructivas definitivas de la instalación.</p> <p>Para mayor detalle, revisar respuesta a observación 25-11.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>requerimientos responde a lo indicado en la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, de acuerdo con lo descrito en el punto 7.4.2 del presente informe, en donde se destaca que los proyectos que cumplan con los criterios expuestos a continuación pasarán directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización:</p> <p>I. Plazos Requeridos: Se realiza análisis de coherencia entre los plazos requeridos para la conexión oportuna de los proyectos de generación o consumo, y las fechas estimadas para contar con la obra en operación en caso de ser incorporada en el plan de expansión.</p> <p>El plazo constructivo del proyecto se declara en 48 meses, estimando una fecha de entrada en operación para diciembre del 2029. Por otra parte, el proyecto eólico Andino Suiza declara en su respectiva solicitud de autorización de conexión la fecha estimada de interconexión agosto del 2030. Se afirma la coherencia entre los plazos requeridos para la conexión oportuna de los proyectos de generación y la fecha estimada para contar con la obra de ampliación.</p> <p>II. Potencial de Generación: Corresponde al análisis del potencial de generación en la zona ubicada en torno al punto en donde se levanta el requerimiento.</p> <p>Respecto al potencial de generación, se evidencia el desarrollo de proyectos de generación los cuales suman alrededor de 1000 MW para la zona de Buli, de acuerdo con lo establecido en la plataforma de acceso abierto del Coordinador.</p> <p>III. Eficiencia constructiva: Corresponde a la identificación de posibles economías de ámbito o de escala en relación</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>con la ejecución de otras obras en la zona, de modo tal que aumente la eficiencia en términos de costo. Si bien la Comisión indica la necesidad de realizar un análisis en un siguiente Plan de Expansión a la espera de la etapa de construcción de la obra Nueva S/E Buli, es importante destacar la eficiencia constructiva de considerar la obra nueva y la obra de ampliación en un desarrollo conjunto de manera de aprovechar los montajes, obras civiles, movimiento de tierra, entre otros, que puedan abaratar los costos respecto a desarrollar las obras de manera individual.</p> <p>IV. Corresponde a la identificación de los posibles efectos sobre el medioambiente, el territorio y las comunidades, de modo de incorporar este tipo de variables en los análisis y la definición de las características de la obra, así como el efecto de estas en el desarrollo de proyectos de generación (en particular).</p> <p>Actualmente el proyecto de obra Nueva S/E Buli se encuentra en tramitación ambiental, por tanto, es posible incorporar desde la etapa de licitación de la obra llevada adelante por el Coordinador los principales efectos y restricciones desde el punto de vista medioambiental, de territorio y comunidades.</p> <p>En consecuencia, el proyecto “Ampliación SE Buli” cumpliría con los requisitos para la incorporación mediante el análisis de acceso abierto.</p>		
23-07	ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf	La propuesta de incorporación del Proyecto “Subida 154kV a 500kV Subestación Buli a Tramo 2x220kV Charrúa – Ancoa” al Plan de Expansión 2023 nace con el objetivo de mejorar la capacidad de transmisión de las zonas,	Incorporar en la sección 4.1 del Informe Técnico Final del Plan de Expansión	Ver respuesta a observación 16-05.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	ID:130, ID Obra: 30-09. Proyecto: "Subida 154kV a 500kV Subestación Buli a Tramo 2x220kV Charrúa – Ancoa"	<p>disminuyendo los costos operacionales del sistema en un horizonte de 20 años. Además, considera el aumento de capacidad de transmisión para evacuar la energía que se proyecta debido al aumento de generación de la zona.</p> <p>La Comisión decide postergar la incorporación del proyecto debido a que considera que el proyecto solamente permite el desarrollo de generación, y según los antecedentes presentados, el proyecto no cumpliría con los requerimientos correspondientes para ser incorporado al presente proceso de expansión. Además, indica que la obra de expansión Nueva S/E Buli se encuentra actualmente adjudicada e incorporada dentro del Decreto 15 de Adjudicación de Obras del Ministerio de Energía, publicado el 16 de junio del 2023 y aun no inicia su etapa de construcción, por lo que correspondería considerar la evaluación de esta obra en un futuro proceso de expansión.</p> <p>Se solicita a la Comisión realizar el análisis económico de subir la Nueva S/E Buli 154 kV a 500 kV y analizar directamente los costos operacionales del sistema considerando la obra, ya que, esta aprovecharía eficiencias constructivas de la construcción Nueva S/E Buli y permitiría la evacuación de la oferta de generación que prevé su conexión en la zona.</p>	2023 el proyecto "Subida 154kV a 500kV Subestación Buli a Tramo 2x220kV Charrúa – Ancoa".	
23-08	ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf ID:202, ID Obra: 36-03.	La propuesta de incorporación del Proyecto "Ampliación SE Buli: Nuevo patio 220 kV e interconexión con LT 1x220 kV San Fabián - Ancoa" al Plan de Expansión 2023 nace con el objetivo de contar con una solución de transmisión robusta y de largo plazo para la región del Ñuble para	Incorporar en la sección 4.1 del Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023 el proyecto	Ver respuesta a observación 25-11.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Proyecto: "Ampliación SE Buli: Nuevo patio 220 kV e interconexión con LT 1x220 kV San Fabián - Ancoa"</p>	<p>atender los requerimientos de seguridad en el abastecimiento de clientes regulados de la zona y el desarrollo de proyectos de energía con solicitud de conexión mediante acceso abierto para la zona.</p> <p>La Comisión decide postergar el estudio de esta obra a la espera de la tramitación de la propuesta de modificación normativa contemplada en el Plan Normativa 2024, descrita en la Resolución Exenta 654, publicada el 29 de diciembre de 2023, específicamente aquella relativa al artículo 5-5 de la NTSyCS. Lo anterior, debido a que el proyecto presentado tiene motivo a su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión nacional.</p> <p>De lo anterior, se solicita que la Comisión considere su evaluación económica, ya que, la eventual modificación normativa contemplada no tiene plazos ciertos y podría retrasar años las obras propuestas para preservar la suficiencia y seguridad del servicio eléctrico. Además, se encuentran sinergias de la construcción de un nuevo patio en 220 kV con la construcción del patio 154 kV de la Nueva S/E Buli.</p>	<p>"Ampliación SE Buli: Nuevo patio 220 kV e interconexión con LT 1x220 kV San Fabián - Ancoa".</p>	
23-09	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf</p> <p>ID:135, ID Obra: 31-03. Proyecto: "Aumento capacidad LAT 2x220 kV. Crucero – Kimal".</p>	<p>La propuesta de incorporación del Proyecto "Aumento capacidad LAT 2x220 kV. Crucero – Kimal" al Plan de Expansión 2023 nace con el objetivo de evacuar la alta concentración de generación fotovoltaica en la zona reduciendo las congestiones y el vertimiento que se esperan en el mediano plazo y aumentar la capacidad del tramo tramo 2x220 kV Crucero – Kimal por sobre la operación con criterio N-1.</p>	<p>Incorporar en la sección 3.1 del Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023 el proyecto "Aumento capacidad LAT 2x220 kV. Crucero – Kimal".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El argumento planteado se funda en lo mismo señalado en la observación 20-01, de modo que se replica lo indicado por este servicio en dicha ocasión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La Comisión indica como motivo de no recomendación que el proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, pero que, “el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión”.</p> <p>Del análisis de la etapa de conformación del plan de expansión, correspondiente a la sección 7.4.9 del Informe Técnico Preliminar del plan de expansión correspondiente al año 2023, se establece que se debe seleccionar una de las carteras intermedias asociada a cada EGPT, la aproximación utilizada consiste en determinar aquellos proyectos que individualmente resulten ser eficientes en más del 50% de los EGPT, los que pasarán a conformar el Plan de Expansión en conjunto con los proyectos comunes a todas las carteras intermedias.</p> <p>Así, de los anexos publicados por la CNE de la evaluación de los proyectos, se observa que el proyecto Aumento capacidad LAT 2x220 kV. Crucero – Kimal, presenta resultados en un 66,6% de los escenarios evaluados con beneficios netos positivos para la operación del sistema de transmisión.</p> <p>Ver Figura 53.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
23-10	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf</p> <p>ID:136, ID Obra: 31-04. Proyecto: "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro - Miraje".</p>	<p>La propuesta de incorporación del Proyecto Proyecto "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro - Miraje" al Plan de Expansión 2023 nace con el objetivo de reducir los costos de operación del sistema al aumentar la capacidad del tramo 220 kV Encuentro - Miraje y permitir así la evacuación de un mayor bloque de generación renovable de costo cero.</p> <p>La Comisión indica como motivo de no recomendación que el proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, pero que, "el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión".</p> <p>Del análisis de la etapa de conformación del plan de expansión, correspondiente a la sección 7.4.9 del Informe Técnico Preliminar del plan de expansión correspondiente al año 2023, se establece que se debe seleccionar una de las carteras intermedias asociada a cada EGPT, la aproximación utilizada consiste en determinar aquellos proyectos que individualmente resulten ser eficientes en más del 50% de los EGPT, los que pasarán a conformar el Plan de Expansión en conjunto con los proyectos comunes a todas las carteras intermedias.</p> <p>De los anexos se pueden observar los resultados de la evaluación económica del proyecto "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje", en donde</p>	<p>Incorporar en la sección 3.1 del Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023 el proyecto "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro - Miraje".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El argumento planteado se funda en lo mismo señalado en la observación 20-01, de modo que se replica lo indicado por este servicio en dicha ocasión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>se evidencia que los resultados presentan en un 66,6% de los escenarios evaluados beneficios netos positivos para la operación del sistema de transmisión.</p> <p>Ver Figura 54.</p>		
23-11	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf</p> <p>ID:141, ID Obra: 31-09. Proyecto: "Tercer Transformador 500/220 kV S/E Polpaico".</p>	<p>La propuesta de incorporación del Proyecto "Tercer Transformador 500/220 kV S/E Polpaico" al Plan de Expansión 2023 nace con el objetivo de reducir los costos de operación del sistema al aumentar la capacidad de transformación 500/220 kV de la S/E Polpaico y así resolver las congestiones esperadas para el tramo.</p> <p>La Comisión indica como motivo de no recomendación que el proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, pero que, "si bien, el proyecto propuesto presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe, la obra propuesta resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación."</p> <p>Del análisis de la etapa de conformación del plan de expansión, correspondiente a la sección 7.4.9 del Informe Técnico Preliminar del plan de expansión correspondiente al año 2023, se establece que se debe seleccionar una de las carteras intermedias asociada a cada EGPT, la aproximación utilizada consiste en determinar aquellos proyectos que individualmente resulten ser eficientes en más del 50% de los EGPT, los que pasarán a conformar el</p>	<p>Incorporar en la sección 3.1 del Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023 el proyecto "Tercer Transformador 500/220 kV S/E Polpaico".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El argumento planteado se funda en lo mismo señalado en la observación 23-01, de modo que se replica lo indicado por este servicio en dicha ocasión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Plan de Expansión en conjunto con los proyectos comunes a todas las carteras intermedias.</p> <p>Asimismo, en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, específicamente en el artículo 94, no se menciona como requisito que la obra propuesta debe presentar beneficios netos positivos específicamente en los primeros años de operación.</p> <p>De los anexos publicados por la CNE, en específico la evaluación económica del proyecto, realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema, se puede observar que el proyecto resulta beneficioso para el sistema para un 100% de los escenarios.</p> <p>Ver Figura 55.</p>		
23-12	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. Pdf.</p> <p>General.</p>	<p>El Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, referente a la “Etapa de Análisis Económico de los Proyectos de Expansión”, específicamente al artículo 91, señala que:</p> <p>“La cartera intermedia de proyectos de cada EGPT se conformará considerando los proyectos de transmisión provenientes de etapas anteriores que conjuntamente minimicen el valor presente de los costos anuales de operación e inversión en transmisión del sistema, junto con los proyectos que, por el criterio establecido en literal a) del Artículo 88.- del presente reglamento o el criterio</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023 los proyectos:</p> <p>3.1 Obras de Ampliación, Nacional - Aumento capacidad S/E Lo Aguirre (NTR AT/AT 500/220 kV). "ID: 4, Obras No Recomendadas".</p> <p>- Nuevo banco de</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Cabe señalar que los denominados vertimientos de energía renovable sí son considerados al evaluar cada alternativa de expansión, cuantificándose el aporte de dicha circunstancia a la reducción del costo de operación del sistema, de modo que lo señalado no es correcto. Adicionalmente, a partir de la lectura de la observación</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de seguridad y calidad, hayan pasado directamente a conformar esta cartera.</p> <p>Para estos efectos se considerará el V.A.T.T. de los proyectos analizados, al que se le sumarán los costos de operación y falla del sistema como resultado del proceso de simulación para cada uno de los EGPT definidos, junto con las perpetuidades correspondientes.”</p> <p>Sin embargo, los análisis económicos desarrollados en el presente ITP no consideran los efectos de evitar el vertimiento de Energías Renovables Variables (“ERV”), como consecuencia de la insuficiente capacidad de transporte del sistema de transmisión en concordancia con la obligación de minimizar el costo operacional del SEN (artículo 72-1 N°2 de la LGSE) y el mandato previsto en el artículo 87 letra b) de la LGSE, que regula el proceso de Planificación de la Transmisión, bajo la consideración de crear condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para abastecer la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros eléctricos a mínimo precio.</p>	<p>autotransformadores 500/220 KV en S/E Lo Aguirre. “ID: 27, Obras No Recomendadas”.</p> <p>- Ampliación en S/E Parinas (cuarto autotransformador 500/220 kV 750MVA). “ID: 122, Obras No Recomendadas”.</p> <p>- Tercer Transformador 500/220 kV S/E Lo Aguirre. “ID: 142, Obras No Recomendadas”.</p>	<p>realizada, no es posible establecer un nexo claro con la propuesta, de modo que no resulta factible su eventual consideración, por cuanto no se presenta ningún antecedente adicional que la justifique.</p>
23-13	<p>INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2023.</p> <p>General.</p>	<p>El Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, referente a la “Etapa de Análisis Económico de los Proyectos de Expansión”, específicamente al artículo 91, señala que:</p> <p>“La cartera intermedia de proyectos de cada EGPT se conformará considerando los proyectos de transmisión provenientes de etapas anteriores que conjuntamente</p>	<p>Incorporar, en el capítulo 3 “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional” el siguiente párrafo:</p>	<p>No se acoge la observación</p> <p>Si bien lo señalado en la observación cuenta con una lógica clara, dado que no es deseable que se generen desacoples de costos marginales por efecto de la ejecución de una obra o el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>minimicen el valor presente de los costos anuales de operación e inversión en transmisión del sistema, junto con los proyectos que, por el criterio establecido en literal a) del Artículo 88.- del presente reglamento o el criterio de seguridad y calidad, hayan pasado directamente a conformar esta cartera.</p> <p>Para estos efectos se considerará el V.A.T.T. de los proyectos analizados, al que se le sumarán los costos de operación y falla del sistema como resultado del proceso de simulación para cada uno de los EGPT definidos, junto con las perpetuidades correspondientes.”</p> <p>Sin embargo, los análisis económicos desarrollados en el presente ITP no consideran los efectos que poseen el desarrollo de los trabajos de las obras de ampliación en las restricciones operacionales, y consecuente limitación de la capacidad de transporte de los tramos afectados. A modo de ejemplo, se cita la situación evidenciada durante el desarrollo de los trabajos asociados a la Obra de Ampliación “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt – Puerto Montt y ampliación de S/E Nueva Puerto Montt” dispuesta mediante Decreto Exento N° 293 de 2018 que Fija Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su Proceso de Licitación en los Doce Meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2017.</p> <p>La realización de dichos trabajos consideraba el cambio de conductor de la línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt</p>	<p>“El desarrollo de estas obras deberá ejecutarse de tal manera de minimizar el impacto en la operación del sistema. Esto implica reducir al máximo las horas en que se produzcan limitaciones en la capacidad de transferencia de los tramos intervenidos, con el fin de prevenir desacoples en los costos marginales en ambos extremos del tramo.”</p> <p>Incorporar, en el capítulo 4 “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal” el siguiente párrafo:</p> <p>“El desarrollo de estas obras deberá ejecutarse de tal manera de minimizar</p>	<p>refuerzo de alguna instalación, lo solicitado ha sido parte de la redacción utilizada por esta Comisión en las descripciones de las obras que componen los distintos planes de expansión de la transmisión, de modo que se puede considerar incorporado. Sin embargo, resulta claro que lo anterior no constituye una garantía respecto de lo planteado, en términos de evitar que se produzcan los desacoples de costos marginales, lo cual escapa al control que es posible realizar en la etapa de planificación y análisis de la obra.</p> <p>Por otra parte, y como es sabido, corresponde al Coordinador la función de elaborar las bases de licitación de las obras incorporadas en los distintos planes de expansión, así como también el resguardo de la operación segura y a mínimo costo del sistema, de modo que queda radicada en dicha institución la responsabilidad de encontrar el mejor equilibrio entre ambos principios de la operación, y su congruencia o ajuste a las respectivas bases de licitación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(Tineo) – Puerto Montt, requiriendo para su ejecución desconectar el circuito a intervenir para efectuar dicho reemplazo, quedando únicamente operativo durante la realización de estos el segundo circuito de esta línea con su capacidad de transmisión en régimen permanente. El Coordinador, conforme a lo descrito en la “Minuta DAOP 03/2021 “Control de transferencias en la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt”, adoptó como medida de seguridad necesaria para dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (“NTSyCS”), limitar la capacidad de transmisión del circuito no intervenido del tramo Nueva Puerto Montt (Tineo) – Puerto Montt a valores cercanos a cero (+-10 MW) con el objeto de asegurar el suministro de la zona sur, de manera tal que dicha zona opere como una isla eléctrica y se abastezca con la generación local disponible durante la realización de los referidos trabajos de ampliación.</p> <p>La adopción de este tipo de medidas (necesarias para dar cumplimiento a la NTSyCS) genera un impacto directo en los costos operacionales del sistema, al producirse un desacople en los costos marginales a ambos lados del tramo restringido.</p> <p>Por esta razón, se solicita incorporar al texto del informe un párrafo explicitando que los trabajos requeridos para ejecutar las obras de ampliación deben tener el menor impacto posible dentro en la operación del sistema.</p>	<p>el impacto en la operación del sistema. Esto implica reducir al máximo las horas en que se produzcan limitaciones en la capacidad de transferencia de los tramos intervenidos, con el fin de prevenir desacoples en los costos marginales en ambos extremos del tramo.”</p>	

Anexos Empresa 23

Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
438	69	- 8	2,277	340	- 10

Figura 48

Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
111	20	- 9	557	114	- 13

Figura 49

Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
126	118	68	407	363	197

Figura 50

Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
438	69	- 8	2,277	340	- 10

Figura 51

Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
137	131	66	471	441	212

Figura 52

Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
438	69	- 8	2,277	340	- 10

Figura 53

Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
111	20	- 9	557	114	- 13

Figura 54

Sin perpetuidad			Con Perpetuidad		
ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
126	118	68	407	363	197

Figura 55

E24 – Coordinador

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
24-01	3.1.1 Ampliación en S/E Cóndores 110 kV (BP+BT)	<p>- Se recomienda revisar el VI referencial, dado que en el lugar de emplazamiento de la obra existe una diferencia de cotas, lo que se puede traducir en mayores movimientos de tierra e incluir obras civiles adicionales para la ejecución de la misma.</p> <p>- Debido a la condición operativa de la zona, no se puede desenergizar esta subestación.</p> <p>- La Obra Ampliación en S/E Cóndores (DE 418) NUP -878, adjudicada por un VI de 5 MMUSD, presenta problemas en su ejecución y posible interferencia en la secuencia constructiva con la nueva obra propuesta en ITP 2023.</p>	<p>- Revisar el alcance de la obra y el VI referencial, considerando el posible aumento de movimientos de tierra, obras civiles y condiciones operativas.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Lo solicitado fue incorporado en los análisis desarrollados con motivo del ITP, por lo que no se incorporarán modificaciones.</p>
24-02	3.1.1 Ampliación en S/E Cóndores 110 kV (BP+BT)	<p>Revisar el plazo constructivo, ya que para obras similares el plazo de ejecución está en torno a los 24 meses.</p>	<p>- Considerar un plazo constructivo entre los 24 y 36 meses para esta obra.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación con el plazo de ejecución considerado, se aclara que este se ajusta a los tiempos requeridos por el resto de las obras asociadas a esta ampliación, los que resultan coherentes con los 48 meses indicados en el ITP.</p>
24-03	3.1.5 Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui	<p>Con el objetivo de mejorar el proceso de licitación, no es conveniente separar las obras descritas en los numerales 3.1.5 y 3.1.6.</p>	<p>- Se propone unir los proyectos descritos en los numerales 3.1.5 y 3.1.6 en una sola obra multipropietario, con el objetivo de mejorar el proceso de licitación de la misma.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, es del caso señalar que no queda claro a qué se está refiriendo la observación en lo que respecta a "mejorar el proceso de licitación", ya que no entregan elementos adicionales que permitan analizar el fondo de la solicitud. Por otra parte, esta Comisión considera que la evaluación respecto de la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				posibilidad de agrupar ambas obras corresponde que sea analizada en el contexto del proceso de licitación.
24-04	3.1.6 Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea	La obra requiere el reemplazo de equipos (TTCC, desconectadores, interruptores, trampas de onda) en las diagonales completas del seccionamiento del primer circuito en S/E Hualqui.	- Revisar el alcance y VI referencial de la obra, considerando el reemplazo de equipos en S/E Hualqui.	Se acoge parcialmente la observación. Si bien se revisó el VI referencial en función de las características definitivas de la obra incorporada en el ITF, la descripción incluida en el ITP indica lo siguiente: "contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de este aumento de capacidad", de modo que las respectivas bases de licitación debieran indicar la eventual necesidad de reemplazo de equipamiento primario, para efectos del cumplimiento del objetivo de la obra.
24-05	3.1.7 Nuevo patio 500 kV en Nueva Pichirropulli	No se considera dentro del alcance del proyecto la capacidad instalada (MVA) de los nuevos dos bancos de autotransformadores 500/220 kV, dato que será necesario para definir el espacio y disposición que tendrá para el desarrollo de la ingeniería del nuevo patio 500 kV.	- Se propone integrar en la descripción de la obra la capacidad instalada (MVA) de los dos futuros bancos de autotransformadores 500/220 kV, con el objetivo de tenerlos en cuenta al desarrollar la	Se acoge la observación. Se modifica la descripción de la obra, incorporando lo solicitado.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			ingeniería de la obra y mejorar las etapas futuras de la misma.	
24-06	3.1.7 Nuevo patio 500 kV en Nueva Pichirropulli	Se destaca que en diagonal habilitada por DE 185/2021 "Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)" se encuentran dos proyectos de generación asignados a las posiciones definidas por la ampliación. Ambos proyectos actualmente se encuentran en proceso de Acceso Abierto en el Coordinador, lo que no deja posiciones disponibles para los dos bancos de autotransformadores 500/220 kV futuros.	- Incluir la ampliación del patio de 220 kV para disponer de las posiciones para la conexión de los dos futuros bancos de autotransformadores 500/220 kV.	Se acoge parcialmente la observación. Las posiciones dispuestas para la conexión de los futuros transformadores 500/220 kV forman parte de la obra de expansión incorporada en el proceso de expansión 2022 e incluida en el Decreto N°4 de 2024. No obstante, dado que el referido decreto no lo indica, se considera pertinente incorporar esta definición en el ITF, de modo de reservar dichas posiciones de acuerdo a lo señalado, en cumplimiento con lo establecido en el último inciso del artículo 89° de la LGSE y el artículo 101 del Reglamento de Planificación (DS N°37/2019).
24-07	3.1.7 Nuevo patio 500 kV en Nueva Pichirropulli	Se debe revisar el plazo de ejecución de la obra debido a la disponibilidad de ventanas de trabajo (por condiciones climáticas), la compra de terrenos y los cambios en la normativa SEIA.	- Ampliar a 48 meses el plazo constructivo de la obra, considerando la compra de terrenos y cambios normativos SEIA.	Se acoge la observación. Se modifica el plazo de acuerdo con lo solicitado.
24-08	3.1.8 Ampliación Sistema de Control de Flujo mediante almacenamiento	- La propuesta requeriría de la implementación de elementos de control para discriminar la actuación de las capacidades de almacenamiento (carga/descarga) en ambos extremos del corredor entre las Subestaciones Lo Aguirre y Ciruelos. En	- No incluir esta obra ya que no existe evidencia sólida de su viabilidad técnica y funcionalidad para el fin propuesto y dado el hecho	Ver respuesta a observación 11-09.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Parinas - Seccionadora Lo Aguirre	<p>esas circunstancias, y como obra de ampliación del sistema de control de flujo originalmente propuesto para el tramo Parinas – Lo Aguirre, se debería considerar la escalabilidad propuesta como elemento de diseño de la primera etapa y, en consecuencia, es necesario conocer detalles adicionales de la mecánica de funcionamiento del control de flujo hacia el sur de la Subestación Lo Aguirre (tramos supervisados, condiciones de activación, sentido de los flujos, estacionalidad, ciclos diarios, etc.).</p> <p>En efecto, esos tramos del sistema de transmisión nacional constituyen la columna vertebral del sistema de transmisión del SEN entre la zona sur y el centro del país, por lo cual es esencial asegurar la operación de este sistema de transmisión de modo de no poner en riesgo la seguridad de servicio global del SEN. La salida de servicio de alguno de los tramos en este corredor del sistema de transmisión nacional podría ocasionar una desconexión incontrolada del sistema eléctrico. Por lo tanto, es fundamental asegurar el cumplimiento del criterio N-1 establecido en la NTSyCS.</p> <p>Entre las Subestaciones Ciruelos y Lo Aguirre existen al menos veinticinco tramos de líneas nacionales de 500 kV y de 220 kV, con tramos de entre dos y cinco circuitos en paralelo en algunas secciones. Lo anterior dificulta asegurar el diseño de un sistema de control para el automatismo que pueda operar en forma segura y con altos estándares de confiabilidad, así como la posibilidad de fallas de componentes intermedias que impacten el desempeño del conjunto de elementos de medición, control, comunicación, entre otros, que configuren dicho esquema, así como los requeridos para sostener perturbaciones, fallas, errores humanos y contingencias extremas. Dada la cantidad de</p>	<p>que condiciona el diseño de la obra original “CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE”, sin existir elementos que permitan garantizar la existencia de economías de escala o de ámbito en la concepción de un proyecto de esta naturaleza.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>sistemas de protecciones y comunicaciones que se tendrían que revisar y eventualmente ajustar para permitir un uso por sobre el criterio N-1 de los tramos de línea en el corredor, podría hacer incluso inviable técnicamente un proyecto de estas características en la forma en que está concebido. El proyecto sugiere la posibilidad de realizar control de tensión de manera coordinada con el almacenamiento en Subestación Lo Aguirre, mediante el intercambio de potencia reactiva. Es importante destacar que el control de reactivos es realizado localmente y/o a nivel zonal, siendo impracticable realizar coordinación en zonas tan lejanas y con múltiples elementos y recursos de reactivos a lo largo del mismo corredor, sin incluir los mismos en esa coordinación, por lo cual se debe aclarar el alcance de una coordinación como la sugerida. En el caso de solicitarse un control de reactivos local, no se especifica el rango de factor de potencia requerido, tanto estático como dinámico, lo que tendría impacto directo en el diseño y costo del proyecto. El proyecto no cuenta con estudios sistémicos que demuestren, por un lado, su operación segura y confiable para el SEN, y por otro, la factibilidad operacional para su correcto funcionamiento, lo cual es cuestionable dada la distancia involucrada y el nivel de enmallamiento y variabilidad de flujos de potencia en el corredor en cuestión. No se ha verificado mediante estudios específicos los criterios de estabilidad frente a fallas en el sistema de transmisión, en particular la contribución a la estabilidad transitoria angular y de tensión considerando que el sistema de almacenamiento del lado emisor debiese estar descargado para operar satisfactoriamente de ser necesario. Asimismo, no se encuentran verificada la velocidad de respuesta de las</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>baterías y si esa respuesta es suficiente para mantener la estabilidad del sistema.</p> <p>La implementación de la propuesta, como ampliación de la obra de sistema de control de flujo Parinas – Lo Aguirre, impacta en la compleja lógica de monitoreo y control en tiempo real del sistema propuesto en 2022 (dentro del Plan de Expansión de la Transmisión 2021), elevando el riesgo de fallas que afecten la seguridad y calidad de servicio. Por ello, se requiere previamente definir cuáles son las nuevas exigencias normativas en cuanto a los sistemas de comunicación, redundancia, esquemas de control y bloqueos de seguridad, determinación del MTTF (Mean Time to Failure) y restantes parámetros de confiabilidad necesarios, con la finalidad de no subestimar las especificaciones que se deban incorporar en la licitación, y un consecuente aumento del valor de inversión propuesto</p> <p>- Finalmente indicar que en S/E Ciruelos 220 kV no existe posición disponible para el almacenamiento propuesto. En Paño J5 (único disponible) se encuentra asignado y autorizado para declararse en construcción el proyecto PE Rucaco NUP 3810. Por otro lado, la obra "Ampliación en S/E Ciruelos" del DE 198/2019 habilita dos posiciones, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la zona. Sin embargo, la condición de adjudicación de la obra aún no se cumple, por tanto no existe certeza de la materialización de la ampliación.</p>		
24-09	3.1.10 Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV	<p>- Para la evaluación de esta obra se considera las contingencias N-1 de las líneas 2x220 kV El Laurel - Nueva Pichirropulli y 2x220 kV Ciruelos - Cerros de Huichahue. Respecto a lo anterior, cabe indicar que la contingencia más</p>	Se propone considerar el proyecto PET 2024 del Coordinador "Nuevo Sistema Control de Flujo en línea 2x220 kV El Laurel - Nueva	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En base a lo indicado en las</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Ciruelos – Nueva Pichirropulli	<p>severa para ese tramo es la salida de un circuito de la línea 2x220 kV Valdivia - El Laurel. Se recomienda analizar la contingencia indicada y verificar la solución presentada.</p> <p>- Adicionalmente, se recomienda verificar el proyecto presentado por el Coordinador en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2024 (PET 2024) "Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli", el cual permite aumentar los límites de transmisión empleando 12 módulos SSSC en el tramo 2x220 kV El Laurel - Nueva Pichirropulli, a diferencia de los 18 módulos que requiere la solución incluida en el ITP presente.</p> <p>- Finalmente se observa que faltan estudios eléctricos que validen la obra propuesta y que faciliten el proceso de licitación de la obra.</p>	<p>Pichirropulli", ya que este proyecto considera 12 módulos SSSC en vez de los 18 módulos del proyecto del ITP. Adicionalmente, esto significaría una reducción del VI de la obra, de 22,4 MMUSD a 16,1 MMUSD.</p> <p>- Se solicita incorporar en los análisis del proyecto la contingencia de un circuito de la línea 2x220 kV Valdivia - El Laurel.</p>	<p>distintas observaciones recibidas respecto de esta obra, se modifica su descripción, verificando el desempeño frente a las distintas condiciones de operación que dieron lugar a la determinación de los límites de transmisión considerando el cumplimiento del criterio N-1, entre ellas la señalada en la observación.</p> <p>En cuanto a la recomendación realizada respecto de la obra incluida en la propuesta de transmisión del proceso 2024, se debe indicar que esta Comisión no ha considerado una restricción respecto de una tecnología o proveedor específico respecto de la solución final a implementar, limitándose a entregar los bordes mínimos respecto de la funcionalidad de la obra y su propósito. De esta forma, los distintos participantes del proceso de licitación podrán ofertar distintas alternativas que ofrezcan las prestaciones requeridas, eligiendo aquella de menor costo.</p>
24-10	4.1.1 Ampliación en S/E Mejillones 110 kV (BS)	- En relación con el plazo de construcción de la ampliación de barras 110 kV de la S/E Mejillones, se observa que en obras	- Considerar un plazo constructivo entre los 24 y 36 meses para esta obra.	No se acoge la observación. En relación con el plazo de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		de similares características se especifica un plazo de 24 meses.		ejecución considerado, se aclara que este se ajusta a los tiempos requeridos por el resto de las obras asociadas a esta ampliación, los que resultan coherentes con los 48 meses indicados en el ITP.
24-11	4.1.6 Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (BS)	<p>- Se observa el posible incumplimiento normativo en el esquema de barras e interruptores 220 kV existente en S/E Esmeralda, de acuerdo con lo señalado en el Art. 8 literal e) del Anexo Técnico: Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.</p> <p>- También se observa que el plazo de construcción de la ampliación de barras 220 kV en S/E Esmeralda es distinto al de obras de similares características, donde se indica un plazo de 24 meses.</p>	<p>- Se propone modificar el alcance de la obra incorporando el cambio en la configuración de barras de 220 kV desde "Barra Simple" a un estándar mínimo de "Barra Principal+Transferencia", de acuerdo con lo señalado en los Art. 46 y 47 del Anexo Técnico: Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.</p> <p>- Considerar un plazo constructivo entre los 24 y 36 meses para esta obra.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Revisar respuesta a la observación 18-30.</p>
24-12	4.1.7 Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)	- Se observa que el plazo de construcción de la ampliación de barras 220 kV para la S/E Liqcau es distinto al de obras de similares características, donde se indica un plazo de 24 meses.	- Considerar un plazo constructivo entre los 24 y 36 meses para esta obra.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación con el plazo de ejecución considerado, se aclara que este se ajusta a los tiempos requeridos por el resto de las obras asociadas a esta ampliación, los que resultan coherentes con los 48 meses indicados en el ITP.</p>
24-13	4.1.8 Ampliación en S/E Sur (NTR ATMT)	- Se observa que para la realización de la obra de ampliación en la S/E Sur se requiere de la compra de terreno.	- Se propone ampliar la S/E Sur en dirección Este u Oeste y considerar la	No se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			compra de terreno en el valor de inversión referencial.	La compra de terreno fue considerada dentro de la conceptualización de la obra, ya que se consideró como un costo dentro del ítem "servidumbre", pero no se hace mención en su descripción.
24-14	4.1.9 Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT)	- Se observa que la disposición actual de la barra no facilita el alcance propuesto para la ampliación en la S/E Monte Patria. Se debe analizar la posibilidad de una modificación en el layout actual de la subestación, lo que implica una ampliación de plataforma.	- Se propone analizar la posibilidad de una modificación en el layout actual de la subestación, lo que implica una ampliación de plataforma.	Se acoge parcialmente la observación. En base a las observaciones recibidas, así como los análisis posteriores realizados por esta Comisión, se determinó la pertinencia de eliminar la obra en cuestión del presente proceso de expansión, con el propósito de analizar la incorporación de una solución alternativa que resulte más eficiente para efectos de dar respuesta a las problemáticas de suficiencia y seguridad para el abastecimiento de la demanda de la zona, lo que será analizado con motivo del proceso de expansión 2024. Lo anterior, se justifica debido a las complejidades identificadas para la ejecución de la obra, atendidas las características de la instalación y la

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				zona de emplazamiento de la misma.
24-15	4.1.16 Ampliación en S/E Monterrico 66 kV (BP+BT)	- Se observa que al ampliar el patio de 66 kV en dos posiciones (hacia lado oeste), el camino de acceso al patio de 220kV -154kV quedará con aproximadamente 2,5 metros libres. Por otro lado, se identifica posibles demoliciones para la ampliación.	- Incluir la compra de terreno para la ampliación hacia el lado "Oeste" de la Subestación Monterrico, para ampliar el camino de acceso al patio de 220kV-154kV o ampliar las dos nuevas posiciones hacia el lado "Este" de la subestación, construyendo bajo la línea de 154 kV Itahue-Charrúa existente. - Se propone revisar el VI referencial considerando el punto anterior.	Se acoge la observación. Se ajusta el V.I. referencial en función de lo indicado.
24-16	4.1.17 Ampliación en S/E Las Arañas (RTR ATMT)	Se observa poco espacio disponible para ejecutar el proyecto de ampliación, debido a la topografía del lugar.	- Revisar el VI del proyecto considerando un aumento en la partida asociada a los movimientos de tierra.	Se acoge la observación. Se ajusta el V.I. referencial en función de lo indicado.
24-17	4.1.20 Ampliación en S/E Pitrufrquén (NTR ATMT)	- Se observa que, la ampliación en la S/E Pitrufrquén cuenta con espacio limitado para dar cumplimiento al alcance que considera la obra (dos transformadores y secciones de barras de MT 15 y 13 kV). La obra considera la instalación de nuevos transformadores (no reemplazo) de 30 MVA, con lo que eventualmente se deberá considerar sala de celdas para MT, y la demolición de interferencias en terreno existentes (casa y arboles) o la compra de terreno aledaño.	- Se propone considerar la compra de terreno para la ampliación en la S/E Pitrufrquén e incluirlo en el valor de inversión referencial de la obra.	Se acoge la observación. Se ajusta el V.I. referencial en función de lo indicado.
24-18	4.2.2 Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle	- Se observa que, para la Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle, es recomendable ampliar el radio de la construcción de la nueva obra, eliminando la delimitación de la carretera Circunvalación Sur, considerando	- Se propone ampliar el radio de construcción por las razones indicadas en la observación.	No se acoge la observación. La ubicación de la futura instalación obedece a motivos de eficiencia para el abastecimiento

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		la existencia de Asociaciones de Pueblos Indígenas de Tarapacá y el Santuario de la Naturaleza Cerro Dragón.		de la demanda de la zona, debiendo resguardarse la efectividad de su uso por parte de las concesiones de distribución que operan en la zona, de modo que se mantendrá la descripción de la obra.
24-19	4.2.3 Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba	- Se observa que al sur del radio propuesto para la instalación de la Nueva S/E La Chimba se encuentra el aeródromo La Chimba.	- Se propone revisar el radio propuesto para el emplazamiento de la obra.	Ver respuesta a observación 18-31.
24-20	4.2.4 Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liquecau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles	- Se observa que en la zona propuesta existen registros de eventos de remoción en masa, considerando las quebradas existentes. Por lo anterior se debe considerar posibles intervenciones de quebradas (permiso con DGA). Además, se debe indicar en la descripción que el trazado se debe realizar al oeste de las líneas existentes para asegurar que no interfiera con los campamentos emplazados en la zona (motivo por el cual no se pudo materializar el proyecto del By Pass Antofagasta).	- Revisar el VI referencial de la obra considerando la topografía de la zona. Además, indicar en la descripción de la obra que el trazado se debe realizar al oeste de las líneas existentes para asegurar que no interfiera con los campamentos emplazados en la zona (motivo por el cual no se pudo materializar el proyecto del By Pass Antofagasta).	No se acoge la observación. Lo señalado respecto de incorporar alguna indicación expresa en la descripción de la obra en cuanto al posible trazado de la futura línea, no corresponde a la etapa de planificación, sino a una decisión que deberá tomar el futuro adjudicatario de la obra, de modo de conseguir la correcta ejecución en tiempo y forma de la obra.
24-21	4.2.5 Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liquecau	- Dado el posible desarrollo futuro de la zona, se recomienda la construcción de una línea 220 kV doble circuito, con el tendido del primer circuito. - También se observa zonas de quebradas, por lo que se registran diversos eventos de remoción en masa producto de las lluvias.	- Se propone que la obra considere una línea 220 kV de doble circuito, con el tendido inicial del primer circuito.	No se acoge la observación. Debido al espacio reducido en S/E Esmeralda (ver respuesta a observación 18-30) es que esta Comisión determina que la inclusión de un segundo circuito a futuro no sería viable, además, la

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				propuesta incorporada considera un nivel de redundancia en 220 kV de la S/E Esmeralda que es consistente con el criterio de seguridad N-1.
24-22	4.2.6 Nueva S/E El Peral, Seccionamiento Línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y Normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas	- Debido a la necesidad de compra de terreno (división e inscripción) y los cambios en la normativa del SEIA, el plazo de ejecución requiere ser revisado. Para proyectos de características similares, se considera un plazo de construcción de 48 meses.	- Considerar un plazo constructivo de 48 meses para esta obra.	Se acoge la observación. Se modifica el plazo de ejecución de esta obra de acuerdo a lo solicitado.
24-23	4.2.7 Nueva S/E El Carmen y nueva línea 1x66 kV Fuentecilla – El Carmen	- Se observa que el radio propuesto para la instalación de la nueva S/E El Carmen se encuentra dentro de la zona de interés turística del Lago Rapel (DtoEx. 126/2014) y se debe considerar la probabilidad del hallazgo de bosque nativo hacia el lado norte de la franja de la línea, considerando el Sitio Prioritario CB La Roblería/Cordillera de la Costa Norte y Cocalán. Por otro lado, en las comunas que atravesaría la línea de transmisión, existen diversas celebraciones religiosas y costumbristas consideradas de atractivo turístico nacional. Finalmente, es necesario agregar que el trazado de la nueva línea de transmisión no debe interferir con la nueva concesión de la Autopista de la Fruta, ya que ésta contempla variantes en los sectores de San Vicente y El Manzano.	- Revisar el radio propuesto y el VI referencial considerando las observaciones realizadas.	Se acoge parcialmente la observación. Del texto de la observación no se desprende una solicitud concreta, por lo que se revisó nuevamente la descripción y valorización, sin efectuarse modificaciones a lo ya establecido.
24-24	4.2.8 Nueva S/E Cañaverál	- Se observa que al norponiente del radio propuesto para la obra, se encuentra ubicado el aeropuerto DAP De La Independencia y aeródromo La Independencia.	- Revisar el radio propuesto para el emplazamiento de la obra.	No se acoge la observación. De acuerdo con la revisión efectuada, no se producirían

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				inconvenientes con respecto a la ubicación de la instalación, debido a que las instalaciones señaladas se encuentran fuera del radio propuesto para la obra.
24-25	4.2.9 Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV Monterrico – Coihueco	<p>- Se observa que, con los antecedentes descritos en el informe, no es posible realizar el análisis de las variables ambientales y territoriales, dado que las referencias para la ubicación no son claras, (ruta N-39 no se encuentra ubicable y N-481 intercepta 2 veces ruta N-49, posible ruta N-39). Al parecer la ruta a la que se refiere debería corresponder a la N-49.</p> <p>- Ver observación a la obra del punto 4.1.16 relacionada con obra de ampliación condicionada "Ampliación en S/E Monterrico 66 kV (BP+BT)".</p>	<p>- Revisar las rutas referenciadas.</p> <p>- Ver propuesta al punto 4.1.16 relacionada con la obra de ampliación condicionada "Ampliación en S/E Monterrico 66 kV (BP+BT)".</p>	Ver respuesta a la observación 21-02.
24-26	4.2.10 Nueva S/E Pinto y nueva línea 2x66 kV Coihueco – Pinto	<p>- Se observa que con los antecedentes descritos en el informe, no es posible hacer el análisis de las variables ambientales y territoriales, dado que las referencias para la ubicación no son claras, (ruta N-39 no se encuentra ubicable y N-481 intercepta 2 veces ruta N-49, posible ruta N-39). Al parecer la ruta a la que se refiere debería corresponder a la N-49.</p>	<p>- Revisar las rutas referenciadas de forma de aclarar su ubicación.</p>	Ver respuesta a la observación 21-02.
24-27	Anexo 1: Proyectos no recomendados	<p>Nuevo equipo de compensación estática de potencia reactiva en S/E Parinacota.</p> <p>Los motivos de no recomendación del proyecto por parte de la CNE señalan que no se tiene nuevos antecedentes a los presentados por Transemel en la Discrepancia ante el Panel de Expertos con motivo del Proceso de Expansión de la Transmisión 2022 y cuyas razones se describen en el Dictamen N°40-2023, los cuales están principalmente basados en una condición operativa actual de la zona de</p>	<p>- Incorporar el proyecto "Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Parinacota (± 50 MVAR)".</p> <p>El proyecto consiste en la instalación de un equipo de compensación estática de reactivos con capacidad de regulación dinámica (SVC o</p>	Ver respuesta a la observación 05-01.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Parinacota.</p> <p>Sin embargo, la Propuesta de Expansión del Coordinador realizada en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023 (PET 2023), considera un horizonte de análisis al año 2028, en donde dentro de las obras más relevantes de la zona se contempla el "Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en SE Lagunas (CER o STATCOM de ± 100 MVar)" del DE N°185-2021, la "Nueva línea 2x550 kV Nueva Lagunas - Kimal" del DE N°229-2021 y además, el Condensador Sincrónico (CS) proyectado para cumplir con el requerimiento de potencia de Cortocircuito en la Barra de Ana María 220 kV de la licitación en curso del Servicio Complementario (SSCC) de Control de Tensión (CT) .</p> <p>También es importante señalar que las condiciones operativas analizadas al año 2028 son extraídas desde el Escenario D de las corridas del Modelo de Programación de Largo Plazo (PLP) utilizado en la PET 2023, en donde se evalúa una condición de operación en estado normal (N) y en estado de alerta (N-1) del Sistema.</p> <p>De esta manera y como conclusión del análisis se puede destacar lo siguiente:</p> <p>1- Bajo una condición de Operación N, considerando un factor de utilización del orden del 60% de los Equipos de Compensación proyectados (STATCOM S/E Lagunas - 100 MVar y CS S/E Ana María - 416 MVA) se sigue visualizando sobretensiones en las Barras de la zona fuera de los límites establecidos por la NTSyCS. Además, si se aumenta el factor de utilización de los Equipos de Compensación proyectados, se estaría disminuyendo el margen de compensación dinámica de estos para actuar frente a contingencias y por consecuencia se produciría un detrimento de la estabilidad</p>	<p>STATCOM) de ± 50 MVar en la Subestación Parinacota 220 kV.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de tensión del sistema.</p> <p>2- Bajo una condición de Operación N-1, considerando como contingencia la pérdida del STATCOM proyectado en S/E Lagunas de 100 MVar, se observa que el Equipo de Compensación propuesto en S/E Parinacota de 50 MVar permite mantener las tensiones de las Barras de la zona dentro de los límites establecidos en la NTSyCS para estado de alerta.</p> <p>Finalmente es importante señalar que esta problemática de Control de Tensión en la zona de Parinacota ha sido identificada en diversos estudios publicados por el Coordinador, dentro de los cuales se encuentra el "Estudio de Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión-año 2022 (Informe GO N°21/2022) y año 2023 (Informe GO N°23/2023)" y en el "Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva - 2023".</p>		
24-28	Anexo 1: Proyectos no recomendados	<p>Con el objetivo de contar con la infraestructura necesaria para evitar congestiones con el inicio de la operación del sistema HVDC Kimal - Lo Aguirre y considerando posibles atrasos constructivos en el desarrollo de la infraestructura de 500 kV (ejemplo, Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre), sumado al crecimiento de demanda previsto en la Región Metropolitana, se recomienda el desarrollo del proyecto de aumento de capacidad de transformación 500/220 kV en S/E Lo Aguirre.</p> <p>Ver Figura 56.</p>	- Incorporar el proyecto "Aumento de capacidad S/E Lo Aguirre (NTR AT/AT 500/220 kV)".	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La existencia de eventuales congestiones en alguna instalación de transmisión no representa condición suficiente para la incorporación de obras al plan de expansión, por lo que no corresponde atender lo solicitado sin la presentación de nuevos antecedentes que lo justifiquen debidamente.</p>
24-29	Anexo 1: Proyectos no recomendados	Para evitar congestiones debido a los flujos de 500 kV a 220 kV, originados por el crecimiento previsto de la demanda en las Regiones de Valparaíso y Metropolitana, sumado a los	- Incorporar el proyecto "Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV en S/E Polpaico".	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La existencia de eventuales</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>posibles retrasos constructivos en el desarrollo de la infraestructura de 500 kV (ejemplo, Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre), y con el objetivo de operar en forma segura el SEN, se recomienda el desarrollo del proyecto de aumento de capacidad de transformación 500/220 kV en S/E Polpaico.</p> <p>Ver Figura 57.</p>		<p>congestiones en alguna instalación de transmisión no representa condición suficiente para la incorporación de obras al plan de expansión, por lo que no corresponde atender lo solicitado sin la presentación de nuevos antecedentes que lo justifiquen debidamente.</p>
24-30	Anexo 1: Proyectos no recomendados	<p>Se observa que, debido al crecimiento de demanda de la región de Ñuble y las problemáticas de abastecimiento eléctrico presentadas por el Seremi de la Región en mesas de trabajo con el Ministerio de Energía y la CNE, además de reuniones sostenidas con el Coordinador, los años 2022- 2023 - 2024, sumado al compromiso gubernamental con el desarrollo de la infraestructura de transmisión de la región de Ñuble, y actuales problemas operacionales de la región, "Informe Preliminar Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2023" y "Minuta DAOP N° 04/2021 Análisis operacional del abastecimiento eléctrico en la región de Ñuble durante los meses de verano", "Carta DE 04594-21 Ref.: Seguridad Operacional Sistema de Transmisión región de Ñuble", "Carta DE06082-21 Referencia: Sistema transmisión región de Ñuble" y el Comunicado del 3 de febrero de 2023 del Coordinador (www.coordinador.cl/novedades/coordinador-electrico-nacional-actualiza-informacion-sobre-situacion-del-sistema-electrico-en-la-region-de-nuble-y-biobio-comunicado-3-3/), la Región en cuestión necesita contar con un proyecto que le otorgue seguridad a la zona, tal que este nuevo punto de abastecimiento no dependa del sistema 154 kV.</p>	<p>- Incorporar el proyecto "Nueva S/E Chillán más Nueva Línea 220 kV Entre Ríos –Chillán".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis realizados, así como en base a los antecedentes relevados respecto de la tramitación administrativa y ambiental de distintas obras incluidas en procesos previos, esta Comisión ha concluido que, con la incorporación de las obras que actualmente se encuentran en ejecución en la zona, así como otras que se encuentran en proceso, y, aun considerando escenarios conservadores respecto de los niveles de generación interna disponible en periodos de verano, el proyecto en cuestión puede ser incorporado como una solución que aborde el abastecimiento en el largo plazo para la región. Para lo anterior, se</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Postergar un año la obra implica que la región de Ñuble se mantendría sin un punto de apoyo directo desde el sistema de transmisión 220 kV (prolongando dependencia de la línea 154 kV Charrúa – Chillán – Monterrico, continuando con todos los inconvenientes operacionales mencionados que se profundizan en época estival y mencionados anteriormente), sumado al retraso en un año en el comienzo del desarrollo de la infraestructura que abastecerá la demanda del largo plazo de la zona. A lo anterior se suma el riesgo en el abastecimiento de la demanda de la S/E Chillán (www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/01/Apendice-I-Descripcion-de-Obras-Propuestas.pdf página 225)</p>		<p>deberá definir adecuadamente la ubicación de la futura S/E Nueva Chillán a efectos de evitar potenciales conflictos durante su ejecución, debiendo considerar a las empresas que operan los sistemas de distribución de la región y los potenciales requerimientos a consecuencia de nuevos desarrollos en generación para la zona, a fin de entregar una solución eficiente a los distintos requerimientos levantados. En conformidad con lo anterior, se trabajará en la inclusión de una solución de transmisión para la región, de modo de evitar al máximo la ocurrencia de inconvenientes posteriores durante su proceso de tramitación administrativa y ejecución.</p>
24-31	01 Otros Anexos: 04 BD Power Factory	<p>Dentro de los escenarios incluidos en base de datos para la Zona E se observa que siempre se encuentra en operación la Central Hidroeléctrica de pasada San Ignacio, inyectando una potencia cercana a los 35 MW. Esta situación disminuye las transferencias en el sistema de transmisión zonal que abastece la zona de Talca, lo cual ocasiona el considerar niveles de cargabilidad subestimado para esas instalaciones. En base a lo anterior, se recomienda actualizar los análisis realizados para la zona sin la operación de la Central San Ignacio y, según los resultados, proponer las obras necesarias</p>	<p>- Incluir una obra de transmisión que permita asegurar el abastecimiento de la demanda en el entorno a la S/E Talca.</p> <p>- Considerar la propuestas del Coordinador incorporada en la PET2024, Nueva S/E El Chequén más las obras asociadas.</p>	<p>No se acoge la observación</p> <p>Si bien se proyecta una cargabilidad sobre el 85% en los transformadores 154/66 kV en la S/E Maule, también se proyectan problemas de suficiencia en las líneas de transmisión de 66 kV que abastecen al sistema de Talca y sus alrededores, los cuales no son</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>para asegurar el abastecimiento de la demanda en la zona. Como referencia, se destaca que la Central San Ignacio se encuentra en mantenimiento desde el 25.09.23 y la finalización del mantenimiento se estima para el 04.03.24 (referencia cartas DE05298-23 y DE07317-23), por lo cual en el análisis de transmisión zonal se debe el análisis de expansión de la transmisión sin el aporte de esa central.</p>		<p>solucionados por la propuesta S/E El Chequén. Por lo anterior, esta Comisión decide postergar la incorporación de una obra que aborde la problemática relevada, de modo de profundizar en los análisis y posibles soluciones durante el desarrollo del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2024.</p>
24-32	01 Otros Anexos: 04 BD Power Factory	<p>Se observa que en la base de datos Power Factory se encuentran modelados los proyectos: Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Nirivilo - San Javier. Seccionamiento Línea 1x66 kV San Javier Constitución en S/E Nueva Nirivilo. Ampliación en S/E Nirivilo. Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo, Tendido del Primer Circuito</p> <p>Dichas obras fueron declaradas desiertas y no está considerada una nueva licitación para esas obras.</p>	<p>- Se solicita actualizar base de datos DIgSILENT Power Factory con la información indicada en la observación.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se ajustará la BD de acuerdo con lo solicitado.</p>
24-33	01 Otros Anexos: 04 BD Power Factory	<p>Se solicita actualizar la capacidad del tramo "Buli - Tap San Carlos 66 kV", ya que posee una capacidad de 0,213 kA a 25 °C con sol, de acuerdo a lo indicado en la plataforma Infotecnica del Coordinador.</p>	<p>- Se solicita actualizar base de datos DIgSILENT Power Factory con la información indicada en la observación.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Ser ajusta la base de datos, de acuerdo con lo indicado.</p>

Anexos Empresa 24

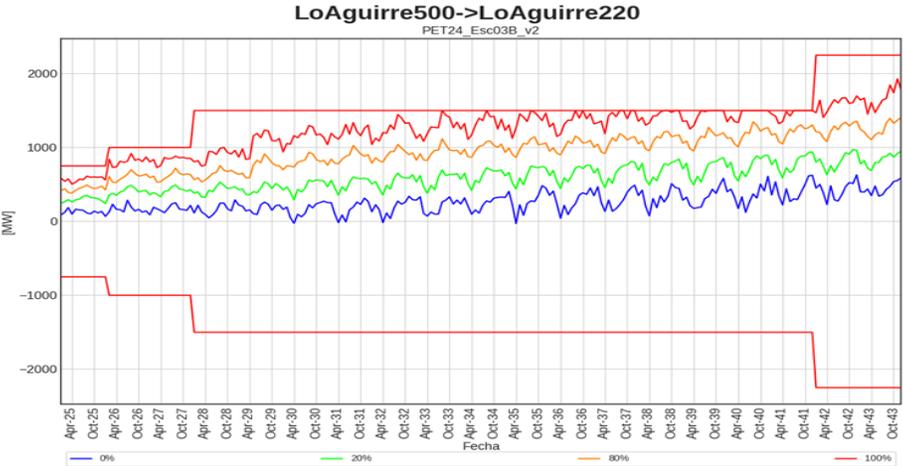


Figura 56

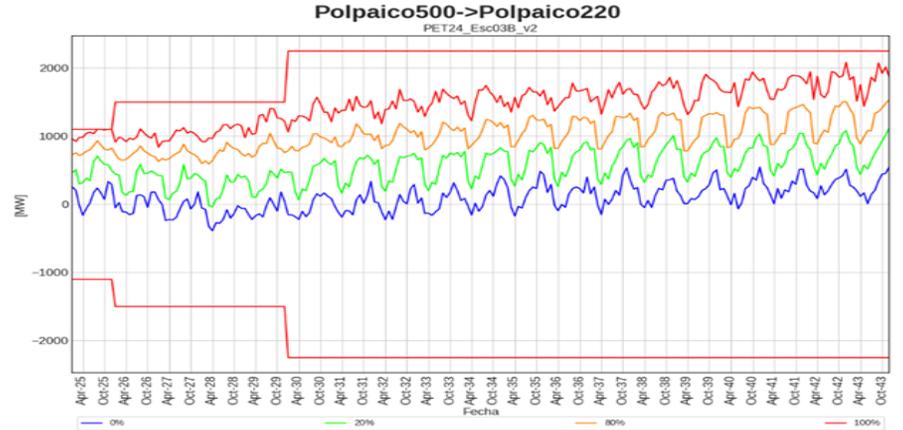


Figura 57

E25 – Transemel

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
25-01	GENERAL - PLAZOS OBRAS	<p>Existen disparidades respecto a los plazos entre proyectos de similares características y/o desafíos constructivos. Cabe destacar que, en términos generales, un proyecto de subestación demora del orden de 42 meses si consideramos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 6 meses para la preparación de antecedentes para tramitaciones. - 24 meses para la aprobación de una concesión eléctrica, y asumiendo que la tramitación ambiental va en paralelo y en plazo. - 12 a 18 meses para al etapa de construcción <p>En el propio ITP, obras de similares magnitudes (ej: obras nuevas en Sistema A, obras nuevas en sistema E) tienen plazos de entre 36 y 48 meses, lo cual expone una disparidad relevante a la hora de determinar los plazos</p>	<p>Se propone extender plazo de desarrollo de proyectos, de manera de homologar la duración de los mismos entre proyectos de similares alcances.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En base a las distintas observaciones y antecedentes presentados, se revisaron los plazos de ejecución y se ajustaron en función del análisis de dicha información.</p>
25-02	4.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E ESMERALDA 220 KV (BS)	<p>El proyecto es descrito en el ITP de la siguiente manera:</p> <p>"El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Esmeralda, cuya configuración corresponde a barra simple, para una nueva posición, de manera de permitir la conexión de la obra "Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau"."</p> <p>El Anexo Técnico: Exigencias mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión establece en el art. 47 las exigencias de confiabilidad en subestaciones eléctricas con niveles de tensión sobre 200[kV] pertenecientes a los segmentos Nacional, Zonal, Dedicado y Polos de desarrollo.</p> <p>En particular, indica que: "Las subestaciones deberán tener una configuración de barra</p>	<p>Se propone que la obra "Ampliación en S/E Esmeralda 220kV" contemple el siguiente alcance:</p> <p>"El proyecto consiste en la ampliación del patio de 220 kV e instalaciones comunes de la S/E Esmeralda, para la extensión de la actual barra principal en 2 nuevas posiciones y la incorporación de una barra y paño respectivo de transferencia , de manera de permitir la conexión del banco de autotransformadores 220/110 kV , la línea 1x220 kV Esmeralda - Atacama</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se modifica el alcance de la obra en cuestión, incorporando una modificación distinta a lo solicitado, pero que permite mejorar su estándar de confiabilidad y cumplir con el Anexo técnico señalado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>con redundancia suficiente para realizar el mantenimiento de cada interruptor asociado a líneas, transformadores u otros equipos, de manera que dichas instalaciones queden en operación durante el mantenimiento del interruptor asociado a ellas.</p> <p>Lo anterior también será aplicable a subestaciones del ST de tensión nominal menor a 200 [kV] que se interconecten al sistema mediante 2 o más circuitos."</p> <p>Dicho lo anterior, entendemos que las obras asociadas a los puntos 4.1.5. 4.1.6 y 4.1.7 estarían siendo decretadas en condiciones que no cumplen la Norma Técnica, ya que la configuración de Barra Simple no permite la redundancia suficiente para hacer mantenimientos a los interruptores, sin desconectar las líneas Esmeralda - Liqcau y Esmeralda - Caracoles (ex Esmeralda - Atacama en caso de decretarse la obra).</p> <p>Transemel, en las Propuestas a los Planes de Expansión 2021 y 2022 respectivamente, propuso cambiar la configuración del patio de 220 kV a Barra Simple más transferencia, con el fin de mejorar la seguridad de suministro desde SE Esmeralda, lo cual permitiría el apropiado mantenimiento de los circuitos referidos, así como el interruptor del banco de autotransformadores de la subestación.</p>	y la Nueva Línea 1x220 kV Esmeralda - Liqcau"	
25-03	4.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E LIQCAU 220 KV (IM)	<p>La descripción del proyecto indica:</p> <p>"El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Liqcau, antes denominada Nueva La Negra, cuya</p>	Se propone asignar, en la descripción del proyecto 4.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E LIQCAU 220 KV (IM), el punto de conexión para el proyecto "Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau",	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se incluye en la redacción de la obra "4.1.7 Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)" la conexión del</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>configuración corresponde a interruptor y medio, para tres nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra "Nueva S/E Caracoles y nueva línea 2x220 kV Caracoles – Liqcau" y nuevos proyectos en la zona."</p> <p>Sin embargo, la redacción no incorpora la asignación de la posición asociada al proyecto descrito en 4.2.5 Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau</p>	<p>con la siguiente redacción:</p> <p>El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Liqcau, antes denominada Nueva La Negra, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para tres nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de las obras "Nueva línea 2x220 kV Caracoles – Liqcau", "Nueva Línea 1x220 kV Esmeralda - Liqcau" y nuevos proyectos en la zona.</p>	<p>proyecto "Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau".</p>
25-04	4.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E SUR (NTR ATMT)	<p>La descripción del proyecto 4.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E SUR (NTR ATMT) indica que:</p> <p>"El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Sur mediante la instalación de un nuevo transformador 110/13,8 kV y de al menos 20 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.</p> <p>A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva barra de 110 kV, en configuración barra simple, la cual deberá considerar espacio en barra y plataforma para tres posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador de poder antes mencionado, la conexión del transformador existente y la construcción de un paño</p>	<p>Se propone cambiar el nombre de la obra 4.1.8 a "Ampliación en S/E Sur (NTR ATMT) y construcción del paño de conexión de la línea 1x110 kV Esmeralda - Sur" e indicar que los propietarios involucrados son CGE Transmisión S.A. y a Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se modifica el ITF en función de lo solicitado, pero de una forma distinta.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>asociado a la línea 1x110 kV Esmeralda – Sur.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la sala de celdas de 13,8 kV, en celdas de configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres celdas para alimentadores, la celda de conexión del nuevo transformador antes mencionado, la construcción de una celda de interconexión con la barra existente y espacio para la instalación de cuatro paños futuros."</p> <p>En la Tabla 4-1, se especifica que el propietario de la instalación corresponde a CGE Transmisión S.A. Sin embargo, se debe constatar que la línea 1x110 kV Esmeralda - Sur es de propiedad de la Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A., lo cual provoca que la construcción del paño de la mencionada línea correspondería a una obra de ampliación asignada a Transemel.</p>		
25-05	4.2.2 NUEVA S/E HUAYQUIQUE Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV HUAYQUIQUE – ALTO MOLLE	<p>La descripción del proyecto establece la ubicación de la nueva S/E Huayquique de la siguiente manera:</p> <p>"La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 5 km respecto de la subestación Cerro Dragón, considerando únicamente el semicírculo generado al sur de dicho punto junto con el área generada al oriente de la Ruta 1 y al poniente de la carretera Circunvalación Sur."</p> <p>Cabe destacar que, del área propuesta por la Comisión, cerca del 40% de la superficie corresponde al Santuario de la Naturaleza "Cerro Dragón", con una longitud cercana a los 4 km; y otro 40% de la superficie consta de áreas urbanas. Lo anterior refleja una baja disponibilidad de predios para el</p>	<p>Se propone modificar la redacción del cuarto párrafo de la sección 4.2.2, en términos de:</p> <p>"La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto al cruce entre Enrique Brenner y Vía 5, en la ciudad de Iquique, considerando únicamente el semicírculo generado al sur de dicho punto junto con el área generada al oriente de la Ruta 1 y al poniente de la carretera Circunvalación Sur."</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica la descripción de la obra de acuerdo con lo indicado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>desarrollo del proyecto, así como desafíos medioambientales asociados a la intervención de áreas protegidas que podrían implicar plazos de aprobación ambiental extensos.</p> <p>En línea con lo anterior, se recomienda reevaluar la ubicación de la S/E Huayquique, con el fin de aumentar las alternativas de localización del proyecto.</p>		
25-06	<p>4.2.4 NUEVA S/E CARACOLES, NUEVAS LÍNEAS 2X220 KV CARACOLES – LIQCAU Y 2X110 KV GUARDIAMARINA – CARACOLES</p>	<p>La descripción del proyecto establece, respecto a la Nueva S/E Caracoles, que:</p> <p>"El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Caracoles, mediante la conexión de las líneas 1x110 kV Antofagasta – Tap Uribe, 1x110 kV Esmeralda – Tap Uribe, 1x110 kV Capricornio – Tap Uribe y 1x110 kV Uribe – Tap Uribe, con sus respectivos paños de línea y patios en 220 kV y 110 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores 220/110 kV de, al menos, 150 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces que corresponda para realizar la conexión de las líneas mencionadas en la subestación Caracoles, manteniendo, al menos, las características técnicas de las líneas de transmisión que se conectan."</p> <p>En paralelo, en el numeral 8.2.2.6, la obra se describe como:</p> <p>"La Nueva S/E Seccionadora Caracoles reemplazará al actual</p>	<p>Se propone que la obra "4.2.4 Nueva S/E Caracoles, Nuevas Líneas 2x220kV Caracoles - Liqcau y 2x110kV Guardiamarina - Caracoles" sea separada en los proyectos:</p> <p>En la sección 4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN – SISTEMA A - Ampliación y Cambio de Configuración de SE Caracoles (Tap Off Uribe)</p> <p>En la sección 4.2 OBRAS NUEVAS – SISTEMA A - Nueva Línea 2x220kV Caracoles - Liqcau - Nueva Línea 2x110kV Guardiamarina - Caracoles</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra en cuestión no interviene la instalación señalada (Tap Off Uribe), de modo que el análisis desarrollado en la observación no es correcto. A mayor abundamiento, la descripción de la obra indica en forma explícita que las líneas a conectar en la Nueva S/E Caracoles corresponden a los tramos 1x110 kV Antofagasta – Tap Uribe, 1x110 kV Esmeralda – Tap Uribe, 1x110 kV Capricornio – Tap Uribe y 1x110 kV Uribe – Tap Uribe, lo que redundaría en la desconexión de la instalación Tap Off Uribe del sistema eléctrico.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Tap Off Uribe, la cual contará con un equipo de transformación 220/110 kV de 50 MVA de potencia nominal, seccionará las líneas 1x110 kV Esmeralda – Uribe y 1x110 kV Capricornio – Antofagasta, tendrá una conexión a la línea 1x220 kV Caracoles – Esmeralda y será abastecida desde la subestación Liqcau en 220 kV mediante una nueva línea 2x220 kV Caracoles – Liqcau de aproximadamente 18 km."</p> <p>La LGSE establece en el inciso segundo del artículo 89°:</p> <p>"Son obras de ampliación aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes. Se entenderá por obras nuevas aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico."</p> <p>Así mismo, el artículo 72° del Decreto 37 de 2019 del Ministerio de Energía, que Aprueba el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, establece que:</p> <p>"Para efectos de lo establecido en la letra d) del Artículo 71.- del presente reglamento, se entenderá por modificación de las instalaciones de transmisión a aquellas Obras de Ampliación que impliquen un cambio de las características técnicas de las instalaciones existentes, tales como su nivel de tensión, ampliación de la franja de servidumbre existente, cambio de trazado, cambio de estructuras, entre otras.</p> <p>Además, podrá considerarse como modificación de las</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>instalaciones de transmisión a aquellas Obras de Ampliación que consisten en el reemplazo de instalaciones de transmisión reutilizando equipamientos existentes, siempre que dichos equipamientos estén dentro de la vida útil determinada para las instalaciones de transmisión.</p> <p>En el caso de Obras de Expansión que involucren el reemplazo de instalaciones existentes y estas últimas dejen de prestar servicio al Sistema Eléctrico y no formen parte de instalaciones licitadas que se encuentren durante sus primeros cinco periodos tarifarios contados desde su entrada en operación, al momento de entrada en operación de dichas Obras de Expansión, se dejará de remunerar el V.A.T.T. de las mencionadas instalaciones existentes.</p> <p>Las modificaciones de instalaciones a que se hace referencia en los incisos anteriores no podrán degradar el desempeño de las instalaciones existentes, debiendo considerarse los costos asociados y/o los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas."</p> <p>Siendo Tap Off Uribe es una instalación existente, y considerando el carácter explícito de que S/E Caracoles reemplaza al Tap Uribe, se podría desprender que la obra propuesta aumenta la seguridad y calidad del servicio de las subestaciones y líneas existentes. En términos regulatorios, dicha obra sería una ampliación del actual Tap Uribe.</p>		
25-07	4.2.9 NUEVA S/E COIHUECO Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV	La ubicación del proyecto se describe en el ITP de la siguiente manera:	Se propone aclarar el punto de referencia para la ubicación de la subestación	Ver respuesta a observación 21-02.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	MONTERRICO – COIHUECO	<p>"La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto de la intersección de las rutas N-39 y N-481 en las cercanías de la localidad de Coihueco en la Región de Ñuble."</p> <p>Sin embargo, de acuerdo al visor de la Red Vial Nacional del Ministerio de Obras Públicas (https://sitministerial.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=ccc8ce73d80d4b48a4cbce97ff89d74c) no se logra identificar la intersección de las rutas referidas en el ITP.</p>		
25-08	8.2.2 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ANTOFAGASTA, Figura 8-29	<p>La figura 8-29 muestra la topología del sistema eléctrico de Antofagasta, contemplando las obras que propone la Comisión en el presente ITP.</p> <p>Sin embargo, las obras propuestas se encuentran condicionadas a la revocación parcial del Decreto 13T de 2020, en particular la obra "Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento", de la cual la empresa adjudicataria solicitó su revocación por los problemas que presentó el desarrollo del proyecto.</p> <p>Dado que las obras para Antofagasta serían condicionadas a la revocación parcial del Decreto 13T, se mantendrían los tramos 1x110kV La Portada - Esmeralda y 1x110 Mejillones - Antofagasta (con el seccionamiento de ambos tramos en SE Guardiamarina)</p> <p>Notar que en el modelo DigSilent tampoco se realiza el</p>	<p>Se propone rectificar la Figura 8-29, incorporando los tramos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1x110kV La Portada - Guardiamarina - 1x110kV Guardiamarina - Esmeralda - 1x110kV Mejillones - Guardiamarina - 1x110kV Guardiamarina - Antofagasta <p>Así mismo, incorporar en todos los documentos y bases de datos respectivas.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Tanto los diagramas unilineales como las bases de datos disponibilizadas son parte de los elementos utilizados para el desarrollo de los análisis de planificación, o bien para efectos de facilitar la comprensión de la situación final de la zona en cuestión, en caso de que se incorporen las obras bajo análisis, de modo que no necesariamente van a corresponder a un reflejo fiel y exhaustivo de las instalaciones existentes o futuras, sino únicamente de lo que se considera pertinente para conseguir el efecto indicado al inicio de esta respuesta.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		modelamiento de dichas instalaciones, lo cual sería incongruente con la condicionalidad impuesta a las obras.		
25-09	<p>10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID25; ID - Obra 00-25</p> <p>Nuevo equipo de compensación estática de potencia reactiva en S/E Parinacota</p>	<p>La obra de referencia no fue incorporada en el presente ITP por el siguiente motivo:</p> <p>"Esta obra fue propuesta en el proceso de expansión de la transmisión del año 2022, no siendo incorporada por esta Comisión en el informe técnico final, lo que fue discrepado ante el panel de expertos. Esta discrepancia no fue acogida por las razones descritas en el Dictamen N°40-2023 del pasado 15 de septiembre de 2023. En vista a que no se tienen nuevos antecedentes a los presentados en esa instancia, esta Comisión decide postergar la incorporación de esta obra al presente proceso de expansión de la transmisión."</p> <p>Tener en cuenta que el modelo DigSilent no contempla la operación de centrales en operación o construcción (Willka, Arica Solar) o proyectos que tengan RCA favorable, lo cual cambia el escenario de análisis respecto a lo desarrollado a la fecha de las exposiciones ante el Panel de Expertos, tanto a nivel estático como en dinámico.</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023, específicamente en la sección 4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN – SISTEMA A, la obra de ampliación "Nuevo equipo de compensación estática de potencia reactiva en S/E Parinacota"</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En el presente proceso de expansión se incorporan las obras denominadas "Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Roncacho" y "Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Nueva Pozo Almonte", las cuales modifican las condiciones de análisis de la zona, permitiendo la correcta energización y operación de la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Roncacho - Parinacota. Por otra parte, en relación a lo indicado respecto de posibles inyecciones de centrales de generación y su impacto en los análisis, lo señalado no corresponde a una condición suficiente para la incorporación de obras adicionales al presente plan de expansión, en tanto no se demuestre que sea eficiente económicamente, respecto de lo cual no se entregan antecedentes. Adicionalmente, es importante</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>indicar que existen requisitos normativos para la operación de las centrales de generación, en particular respecto de la capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva, de modo que no corresponde analizar el eventual requerimiento de una obra como la solicitada en la observación en una condición en la que las unidades sólo inyectan potencia activa al sistema. Luego, en caso de realizar dicho análisis, se encuentra una limitación a la inyección de generación como consecuencia de algún incumplimiento normativo asociado a los niveles de tensión en régimen permanente o en términos dinámicos, se podría analizar la conveniencia económica de levantar dicha restricción mediante la incorporación de una obra como la solicitada.</p>
25-10	<p>Anexo 1 - Proyectos no recomendados</p> <p>ID: 200, ID Obra: 36-01 Página 70</p> <p>Proyecto: "Ampliación S/E</p>	<p>El Proyecto "Ampliación S/E Duqueco: Nuevo transformador 66/23 kV de 30 MVA", propuesto en el Plan de Expansión 2023, nace con el objetivo de ampliar la capacidad de transformación en la S/E Duqueco.</p> <p>De la solicitud, la Comisión indica su no recomendación debido a que "los sistemas de transmisión zonal se encuentran esencialmente dispuestos para el abastecimiento</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023, específicamente en la sección 4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN – SISTEMA E, la obra de ampliación "Ampliación S/E Duqueco: Nuevo transformador 66/23 kV de 30 MVA".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer término, es conveniente indicar que los análisis asociados a expansiones cuyo propósito es reducir los costos de operación y falla del sistema, son realizados a partir de las proyecciones de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Duqueco: Nuevo transformador 66/23 kV de 30 MVA"	<p>de los clientes regulados territorialmente identificables, sin perjuicio de su uso por parte generadores o clientes libres. En este sentido, las expansiones de capacidad de transformación AT/MT como el propuesto, son motivadas esencialmente para efectos de entregar suficiencia y seguridad a la demanda de cada zona, pudiendo esta capacidad ser utilizada igualmente por medios de generación ubicados en el nivel de distribución". De lo anterior, la Comisión no detecta necesidades asociadas al abastecimiento de la demanda en la instalación en cuestión, por lo que decide postergar el análisis de la eventual incorporación de la obra para futuros procesos de expansión.</p> <p>Siguiendo el lineamiento anterior, en el reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión, a partir del art° 78, se establece que para efectuar la Planificación de la Transmisión la Comisión debe considerar, además de la proyección de demanda de los clientes regulados, la proyección de demanda de clientes libres, así como también el plan de obras de generación, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley. Asimismo, indica que se considerarán aquellos proyectos de generación que se encuentren comprometidos en virtud de las licitaciones de suministro para clientes regulados y aquellos cuyos titulares hubiesen suscrito contratos para el suministro de clientes libres, incluyendo además en el modelamiento la generación de fuentes renovables, entre otras consideraciones.</p> <p>Además, la Comisión podrá evaluar la incorporación de nuevas subestaciones primarias de distribución, así como la</p>		<p>dichos costos en una condición que considera la obra descontando a su vez la componente de inversión asociada. Lo anterior, se realiza para aquellos tramos en donde se detecta alguna necesidad de expansión, en términos de que se proyecten congestiones en el tramo, lo que no ocurre con el caso en cuestión, por lo que no tiene sentido evaluar una expansión. Por otro lado, en relación con la modelación de los perfiles de demanda utilizados para proyectar el uso de los distintos tramos de transporte, es pertinente precisar que dicha demanda se construye en base a las medidas reales, pero considerando el descuento de la generación que eventualmente se encuentra conectada aguas abajo, en el nivel de distribución, de modo que dicho efecto se encuentra incorporado en los análisis realizados, no detectándose algún tipo de requerimiento de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>ampliación de las existentes, considerando para dichos efectos las demandas máximas proyectadas de la zona, nuevos crecimientos, proyecciones de generación en distribución, traspasos de carga en el sistema de distribución o indicadores representativos de dicho sistema, tales como MVA/km, MVA/km², zona rural o urbana, entre otros.</p> <p>Así, actualmente se identifica la operación de proyectos PMGD del orden de los 14 MW en la SE Duqueco en distribución, en donde se posee un transformador 69/25-15,3 kV de capacidad de 30 MVA. Adicional a esa generación, se identifican 20 MW de proyectos PMGD en construcción para su conexión en la presente subestación. Además, desde una mirada proyectiva, se identifican 6 MW adicionales asociados a proyectos que solicitan su conexión los cuales contienen una ICC vigente con fecha prevista en abril de 2024.</p> <p>De la justificación de no recomendación de esta obra por parte de la Comisión, y con el argumento de que las expansiones de capacidad de transformación AT/MT son motivadas netamente para efectos de entregar suficiencia y seguridad a la demanda de la zona, se solicita aplicar un criterio integral que considere tanto la demanda de la zona, actualmente del orden del 8-16 MW (dependiendo de la estación y hora de medición), así como la oferta de generación que se considera aumente en un 185% respecto a lo disponible actualmente.</p> <p>Una vez considerando las proyecciones de generación en distribución, como es establecido en la metodología definida en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Planificación de la Transmisión, se puede evidenciar que las condiciones operativas que permiten el abastecimiento de la demanda residencial “aguas abajo”, tanto como la inyección de energía proveniente de la generación en distribución, se ven desventajosas para la operación del transformador,</p> <p>No obstante, si la Comisión decidiese no considerar la inclusión de los PMGD en el análisis de la planificación de la transmisión, como es indicado en los argumentos de la no consideración de la presente obra, solicitamos la consistencia en el análisis de la modelación de la demanda en la S/E Duqueco en baja tensión, ya que, esta podría estar siendo subdimensionada desde el medidor, ya que, actualmente existen PMGD que abastecen demanda a nivel del alimentados y producen una descongestión a los ojos del medidor.</p>		
25-11	<p>Anexo 1 - Proyectos no recomendados</p> <p>ID: 202, ID Obra: 36-03 Página 70</p> <p>Proyecto: “Ampliación SE Buli: Nuevo patio 220 kV e interconexión con LT 1x220 kV San Fabián - Ancoa”</p>	<p>El Proyecto “Ampliación SE Buli: Nuevo patio 220 kV e interconexión con LT 1x220 kV San Fabián - Ancoa”, propuesto en el Plan de Expansión 2023, se fundamenta de la necesidad de contar con una solución de transmisión robusta y de largo plazo para la región del Ñuble, en particular para atender los requerimiento de seguridad en el abastecimiento de clientes regulados de la zona y desarrollo de condiciones que promuevan la interconexión de proyectos de energía renovable que se prevé entrar en operación en durante el horizonte de planificación.</p> <p>Como parte de la respuesta, a la propuesta de ampliación en la nueva S/E Buli, la CNE rechaza su incorporación aludiendo, como primer argumento, a que la obra nueva se encuentra actualmente adjudicada e incorporada dentro del Decreto 15</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023, específicamente en la sección 4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN – SISTEMA E, la obra de ampliación “Ampliación SE Buli: Nuevo patio 220 kV e interconexión con LT 1x220 kV San Fabián - Ancoa”.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar se debe indicar que la S/E Buli aún no cuenta con RCA favorable, lo que constituye un antecedente relevante a considerar en su análisis. Por otro lado, dado el nivel de interés en la conexión de generación en la zona, la cual debe encontrar caminos para ser evacuada al resto del sistema, es que se está trabajando en una solución alternativa a la propuesta, que considere una mayor capacidad de evacuación y que</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de Adjudicación de Obras del Ministerio de Energía, publicado el 16 de junio del 2023 y aun no inicia su etapa de construcción, por lo tanto, no se tiene claridad de las características constructivas de esta obra motivo por el cual esta indica que: "(...) se decide postergar el análisis de la propuesta de ampliación para un próximo proceso de expansión de la transmisión, de modo de contar con mayores antecedentes respecto de las características definitivas y el avance del proyecto de transmisión".</p> <p>Respecto a lo indicado por la CNE, como respuesta al primer argumento que fundamenta la postergación al análisis de la propuesta de ampliación, existen antecedentes suficientes de un conjunto de proyectos de características similares considerados en anteriores Planes de Expansión que tuvieron otra respuesta a la evaluación de admisibilidad.</p> <p>En primer lugar, resulta procedente analizar la situación bajo la cual el proyecto "Ampliación en S/E La Pólvora", promovido en la convocatoria al Plan de Expansión 2021 por parte de Andes Mainstream SpA, el cual propone la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de manera de permitir la conexión de futuros proyectos de la zona. El proyecto fue incorporado en el ITF del Plan de Expansión 2021 considerando que la Nueva S/E La Pólvora se encontraba en etapa de construcción, de lo que la Comisión verificó que la ejecución de las obras en dicha subestación de forma conjunta permitiría capturar economías de ámbito y de escala cumpliendo con el criterio de eficiencia constructiva definido en la metodología.</p>		<p>permita atender las necesidades de suficiencia y seguridad para el abastecimiento de las demandas de la Región de Ñuble en forma eficiente, toda vez que se procure resguardar una ejecución efectiva de las obras que se incorporen en el proceso de expansión, buscando acotar las posibilidades de eventuales conflictos durante el desarrollo de las mismas, razón por la cual se debe analizar en mayor profundidad.</p> <p>Adicionalmente, es importante indicar que la propuesta presentada contempla la intervención de instalaciones de transmisión pertenecientes al segmento dedicado, situación que debe ser considerada en el análisis económico, lo que aumenta considerablemente el costo de la obra.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Del mismo modo que la obra descrita anteriormente, se considera en el ITF de Expansión de la Transmisión 2021 la obra “Ampliación en S/E Hualqui” y la obra “Ampliación en S/E Nueva Cauquenes”.</p> <p>Así las cosas, en consecuencia de la “no recomendación” de la obra “Ampliación SE Buli: Nuevo patio 220 kV e interconexión con LT 1x220 kV San Fabián - Ancoa” por no contar con antecedentes de las características constructivas de la obra nueva S/E Buli, resulta relevante mencionar que la obra nueva se encuentra en tramitación ambiental (véase en https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2160451748), en estado de Resolución de Admisibilidad “En Calificación” y en proceso de respuesta del ICSARA N°1, proceso que requiere, al menos, la ingeniería básica para contar con los antecedentes mínimos para realizar la solicitud ambiental.</p> <p>En consecuencia, la obra nueva supone su entrada en operación para diciembre del año 2025 y el proyecto de ampliación propuesto iniciaría construcción en segundo semestre del 2025, en caso de ser considerado dentro del presente Plan de Expansión, por tanto, existiría sinergia necesaria para continuar con labores en terreno. De considerarse el proyecto dentro de este proceso de expansión, la entrada en operación de la obra de ampliación se proyectaría aproximadamente para diciembre de 2028.</p> <p>Así las cosas, considerar la obra de ampliación en el presente Plan de Expansión, además de otorgar seguridad al abastecimiento de clientes regulados de la zona, otorgaría las</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>condiciones para otorgar el acceso abierto a nuevos desarrollos de la zona. A la fecha, se han presentado seis solicitudes de autorización de conexión (en adelante, "SAC") para la conexión de proyectos renovables en la barra en 154 kV de la nueva S/E Buli, que suman aproximadamente 1.000 MW de capacidad (cuatro SAC se encuentran con carta de rechazo debido a la inviabilidad de la solución de conexión propuesta por que no se cuenta con posiciones disponibles en la S/E Buli en 154 kV).</p> <p>En la misma línea, en la S/E Buli en 66 kV a la fecha se han presentado dos solicitudes de conexión para proyectos de generación solar los que suman 180 MW de capacidad. Las dos solicitudes se encuentran en estado de "detenida a la espera de definición de ingeniería de la obra".</p> <p>Como segundo argumento de la no recomendación de la obra, se indica que resulta pertinente postergar el estudio y eventual incorporación del proyecto para futuros procesos de expansión de la transmisión, en particular, a la espera de la tramitación de la propuesta modificación normativa contemplada en el Plan Normativo 2024 de esta Comisión, descrita en la Resolución Exenta 654, publicada el 29 de diciembre de 2023, específicamente aquella relativa al artículo 5-5 de la NTSyCS y su relación con el proceso de planificación respecto a la evaluación de obras por seguridad en los sistemas de Transmisión Zonal.</p> <p>En respuesta, y de acuerdo con lo indicado en el artículo 89 del Reglamento de Planificación, en la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio; se deben determinar las</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>necesidades de obras de expansión que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio respecto del abastecimiento de la demanda a clientes finales en el horizonte de planificación. Dicho esto, la Comisión tiene actualmente la atribución que le entrega el reglamento de planificación de considerar pertinente la realización de obras de los sistemas de transmisión zonal con el propósito de conseguir mejoras en la seguridad de servicio.</p> <p>Como ejemplo de lo anterior, en el presente Plan de Expansión de la Transmisión fueron contenidas obras justificadas para dar respuestas a la seguridad y calidad de servicio considerando el criterio N-1 para obras zonales como lo es el caso de la “Nueva S/E Alto Molle y Nueva Línea 2x110 kV Alto Molle – Cóndores”.</p> <p>De lo anteriormente descrito, se solicita considerar la obra “Ampliación SE Buli: Nuevo patio 220 kV e interconexión con LT 1x220 kV San Fabián - Ancoa” en este Plan de Expansión y no en uno posterior a la discusión normativa considerando que dicho proceso normativo al que se hace alusión tiene plazos inciertos, siendo además un proceso paralelo al de la planificación de la transmisión.</p>		
25-12	<p>Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf</p> <p>ID: 203, ID Obra: 36-04 Página 71</p> <p>Proyecto:</p>	<p>El Proyecto “Subestación Nueva S/E Chillán y Nueva LT 2x220 kV Buli - Nueva Chillán: tendido primer circuito y 2x220 kV Nueva Chillán - Entre Ríos: tendido primer circuito”, propuesto en el Plan de Expansión 2023, se sustenta en la propuesta de Expansión del Coordinador y se relaciona con el objetivo de abordar el crecimiento de la región en el largo plazo (suficiencias y holguras), tal que el abastecimiento de demanda de la zona de Chillán no dependa de S/E Charrúa.</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2023, específicamente en la sección 4.2 OBRAS NUEVAS – SISTEMA E, la obra nueva "Subestación Nueva S/E Chillán y Nueva LT 2x220 kV Buli - Nueva Chillán: tendido primer</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Ver respuesta a observaciones 25-11 y 24-30.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>“Subestación Nueva S/E Chillán y Nueva LT 2x220 kV Buli - Nueva Chillán: tendido primer circuito y 2x220 kV Nueva Chillán - Entre Ríos: tendido primer circuito”</p>	<p>En consecuencia, la CNE indica su no recomendación de la obra, indicando la necesidad de postergación de su estudio y con ello la eventual incorporación para futuros procesos de expansión de la transmisión, en particular a la espera de la tramitación de la propuesta modificación normativa contemplada en el Plan Normativo 2024 de esta Comisión, descrita en la Resolución Exenta 654, publicada el 29 de diciembre de 2023, específicamente aquella relativa al artículo 5-5 de la NTSyCS y su relación con el proceso de planificación respecto a la evaluación de obras por seguridad en los sistemas de Transmisión Zonal.</p> <p>En respuesta, y de acuerdo con lo indicado en el artículo 89 del Reglamento de Planificación, en la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio; dentro de la metodología del proceso de expansión de la transmisión se deben determinar las necesidades de obras de expansión que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio respecto del abastecimiento de la demanda a clientes finales en el horizonte de planificación. Dicho esto, la Comisión tiene actualmente la atribución que le entrega el reglamento de planificación de considerar pertinente la realización de obras de los sistemas de transmisión zonal con el propósito de conseguir mejoras en la seguridad de servicio.</p> <p>Como ejemplo de lo anterior, en el presente Plan de Expansión de la Transmisión fueron contenidas obras justificadas para dar respuestas a la seguridad y calidad de servicio considerando el criterio N-1 para obras zonales como lo es el caso de la “Nueva S/E Alto Molle y Nueva Línea 2x110</p>	<p>circuito y 2x220 kV Nueva Chillán - Entre Ríos: tendido primer circuito”.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>kV Alto Molle – Cóndores”.</p> <p>De lo anteriormente descrito , se solicita considerar en la debida etapa de análisis de seguridad y calidad de servicio la evaluación de la obra “Subestación Nueva S/E Chillán y Nueva LT 2x220 kV Buli - Nueva Chillán: tendido primer circuito y 2x220 kV Nueva Chillán - Entre Ríos: tendido primer circuito” en este Plan de Expansión y no en uno posterior a la discusión normativa, considerando además que dicho proceso normativo al que se hace alusión tiene plazos inciertos, siendo un proceso paralelo al de la planificación de la transmisión, para posteriormente ser evaluado económicamente y analizar su pertinencia de acuerdo a la metodología descrita en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.</p>		
25-13	AMPLIACIÓN EN S/E ESMERALDA 110 KV (BS+T)	<p>En el Plan de Expansión 2022, Transemel propuso la obra titulada "Normalización de los patios de 110 kV y 220 kV de la S/E Esmeralda y nueva línea 1x220 kV Esmeralda - Nueva La Negra", lo cual fue parcialmente recogido en el presente ITP a través de las obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles - Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (BS) - Nueva Línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau <p>Dadas las sinergias constructivas y de economías de escala, el cambio de configuración del patio de 110kV de S/E Esmeralda a barra principal más transferencia sería un elemento relevante a considerar como parte del grupo de obras que describe el punto 8.2.2 Apoyo al sistema de transmisión de Antofagasta.</p>	Incorporar al ITF la obra "Ampliación en S/E Esmeralda 110 kV (BS + T)" que permita el cambio de configuración del patio de 110 kV a Barra simple más transferencia, de acuerdo a lo propuesto en el Plan de Expansión 2022.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien parece adecuado lo solicitado, se evidencian complejidades constructivas relevantes para la incorporación de una barra de transferencia, en particular, por la falta de espacio físico. Dado lo anterior, se prescindirá de incorporar una obra como la propuesta, a la espera de resolver la situación definitiva de las líneas que actualmente se conectan a la instalación en 110 kV y que podrían ser desconectadas una vez que se concreten las obras</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La obra fue justificada en esa instancia por seguridad eléctrica de las instalaciones, ya que no es posible actualmente realizar mantenimientos al equipamiento serie del patio de 110kV sin tener pérdida de suministro de clientes. Incluso con las nuevas instalaciones propuestas en el contexto del "Apoyo al sistema de transmisión de Antofagasta", existirían zonas sin respaldo a nivel de distribución en caso de desconectar las líneas Esmeralda - Sur y Esmeralda - Centro.</p> <p>Finalmente, existen beneficios en términos de economías de ámbito de decretar una ampliación en 110kV para SE Esmeralda, en el contexto de la propuesta de la CNE para el apoyo al sistema de transmisión de Antofagasta.</p>		<p>incorporadas en el presente proceso, con lo cual quedarían posiciones disponibles en la barra que se podrían aprovechar para modificar la configuración del patio de 110 kV.</p>
25-14	APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE IQUIQUE	<p>La Comisión propone, en el contexto de las obras de apoyo al sistema de transmisión de Iquique, la creación de 2 nuevas subestaciones, 2 líneas de transmisión, y la ampliación del patio de 110kV en subestación Cóndores. Las obras anteriormente mencionadas buscan "mitigar problemas de suficiencia detectados en el período de análisis del presente plan de expansión" de las subestaciones Alto Hospicio y Cerro Dragón.</p> <p>En particular, quisiéramos destacar en este punto el proyecto 4.2.2 Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle, donde la descripción de la línea de transmisión indica que:</p> <p>"Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y,</p>	<p>Se propone incorporar la obra "Tendido del segundo circuito de la línea 110 kV Cóndores - Cerro Dragón, con conexión en Nueva S/E Huayquique".</p> <p>Adecuar las obras "3.1.1 Ampliación en S/E Cóndores 110 kV (BP+BT)" y "4.2.2 Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle" de manera de hacer coherente el desarrollo de la obra propuesta.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra no corresponde a una propuesta de expansión del presente proceso, por lo que no se cuenta con los antecedentes suficientes para su análisis. Por otro lado, no se presentan argumentos que fundamenten la importancia de su incorporación o la necesidad de la misma.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>al menos, 90 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre la nueva subestación Huayquique y la subestación Alto Molle, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada."</p> <p>Sin embargo, quisiéramos destacar que pueden existir desafíos constructivos respecto a la definición del trazado de la línea "2x110 kV Alto Molle - Huayquique", dado el crecimiento urbano de Alto Hospicio (como se plantea en el propio ITP, con crecimiento hacia el sur) y el poco espacio que se tiene para definir una servidumbre en áreas urbanas.</p> <p>En ocasiones anteriores, Transemel ha propuesto el tendido del segundo circuito de la línea "110 kV Cóndores - Cerro Dragón", siendo esta desestimada en planes de expansión anteriores, tanto por la Comisión como por el Panel de Expertos, argumentado por el poco espacio de crecimiento en SE Cerro Dragón, así como la alternativa propuesta de Alto Molle, como apoyo en el suministro de la zona.</p> <p>Lo anterior lleva a que el segundo circuito de la línea no podría ser utilizado para conectarse a S/E Cerro Dragón, por lo que se propone disponibilizar dicho tendido para una conexión entre S/E Cóndores y S/E Huayquique, como una alternativa de suministro a la que se plantea desde S/E Alto Molle. La extensión de línea (estructuras adicionales) tendría una longitud del orden de 5 km para una línea de simple circuito, otorgando mayor seguridad en el suministro de energía de las ciudades de Iquique y Alto Hospicio.</p>		
25-15	AMPLIACIÓN EN S/E ALTO HOSPICIO	En el Informe Preliminar del Plan de Expansión 2022, la Comisión propuso las obras de ampliación:	Se propone incorporar al Plan de Expansión 2023 las obras:	No se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>- Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)</p> <p>- Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)</p> <p>Ambas obras fueron desestimadas por la propia CNE en el ITF, con motivo de las observaciones que presentaron las empresas al ITP, y posteriormente ratificado por el Panel de Expertos en la Discrepancia presentada por Transemel.</p> <p>Consideramos que, dada la envergadura de las obras en la zona Iquique, en el contexto del grupo de obras de "Apoyo al sistema de transmisión de Iquique", que es posible incorporar la normalización de la conexión de S/E Alto Hospicio y aprovechar las economías de ámbito que puedan darse entre las faenas.</p>	<p>- Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)</p> <p>- Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)</p>	<p>Si bien se aprecia una oportunidad en términos de sinergias en la ejecución de la obra solicitada y las demás obras en la zona, no se presentan antecedentes que respalden la pertinencia de su incorporación al presente plan. Por otro lado, no queda claro cómo se conciliaría la solicitud realizada con la observación 25-14, requiriéndose un análisis conjunto de ambas para comprender cabalmente su efecto y la pertinencia de su ejecución. De tal manera, se recomienda presentar una propuesta justificada, concreta y conjunta para la zona en futuros procesos de expansión.</p>

E26 – Lader Energy

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
26-01	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 211. ID-Obra 40-01. Ampliación S/E Teno Empalme y nueva línea 1x154 kV Teno Empalme - Solis</p>	<p>Según lo indicado en la sección 7.3.4., se consideran entre 4700 y 7900 MW menos en la EGPT (Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión), utilizados por la CNE en el Informe Técnico Preliminar, respecto a los MW de los escenarios definidos en la PELP. Al subestimar el parque de generación futuro, es más difícil que se justifiquen nuevas obras de transmisión.</p> <p>Por otro lado, la CNE indica que se consideran los proyectos que se adjudicaron terrenos en las licitaciones de Bienes Nacionales. El criterio utilizado anteriormente beneficia el desarrollo de la transmisión de la zona norte, pero al mismo tiempo perjudica el desarrollo de la transmisión de la zona centro-sur. En la zona centro-sur existen proyectos con el mismo, o más, avance en su desarrollo que los proyectos que se desarrollarán en los terrenos de Bienes Nacionales, pero en la zona centro-sur los proyectos se desarrollan en terrenos privados.</p> <p>La gran cantidad de proyectos de generación que se están desarrollando en la zona (S/E Teno), que ya se encuentran declarados admisibles por el Coordinador Eléctrico Nacional, hace prever que se presenten sobrecargas en la línea Teno Empalme – Solis.</p> <p>Es importante destacar lo establecido en el Artículo 87 de la LGSE, en los párrafos 3 y 4: la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado</p>	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Ampliación S/E Teno Empalme y nueva línea 1x154 kV Teno Empalme - Solis sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El análisis desarrollado da cuenta de una serie de dificultades constructivas para la ejecución de la obra, lo que redundaría en una obra poco eficiente (costosa) y con altas probabilidades de ser declarada desierta, o bien, presentar problemas durante su ejecución, por lo que se considera pertinente descartar su incorporación en el presente proceso de expansión. A lo que se suma el hecho de que se trata de una instalación perteneciente al segmento zonal, de modo que su propósito esencial no corresponde a la creación de un mercado eléctrico común o favorecer la competencia, sin perjuicio de que pueda aportar a aquello.</p> <p>Por otro lado, en cuanto a lo señalado en relación a los EGPT, es importante destacar que el motivo por el cual se consideran aquellos proyectos de generación asociados a licitaciones de terrenos del Ministerio de Bienes Nacionales, guarda relación con la certeza de la existencia de un contrato que respalda la ejecución de dichos proyectos, de modo que se puedan considerar como fehacientes de cara al</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;</p> <p>El proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente.</p> <p>En base a los comentarios anteriores, se recomienda la inclusión de la propuesta "Ampliación S/E Teno Empalme y nueva línea 1x154 kV Teno Empalme - Solis" en el siguiente Plan de Expansión de la Transmisión, para permitir la conexión de nuevos proyectos renovables en la zona (Creación de condiciones que promuevan la oferta), así como también evitar curtailment para las centrales que se encuentran en operación y desarrollo (contemplar las holguras o redundancias necesarias).</p>		<p>proceso de construcción de los EGPT, de manera análoga a lo que se hace respecto de aquellos proyectos que respaldan contratos de suministro a clientes regulados o libres (debidamente respaldados).</p>
26-02	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 211. ID-Obra 40-01. Ampliación S/E Teno Empalme y nueva línea 1x154 kV Teno Empalme - Solis</p>	<p>En los resultados de estudios pre operativos estudiados en la SE Teno Empalme remitido ante el Coordinador, se evidencia que la configuración actual de la SE Teno Empalme presenta una condición de insuficiencia en la atención de la demanda y a su vez problemas de seguridad para la zona, considerando que en la zona de Teno, existen cargabilidades sobre la capacidad nominal de la línea que va hacia la SE Teno, la que se podría asociar directamente a problemas de atención de demanda, sector de importante satisfacción de clientes regulados en zona de Teno y Curicó en la región del Maule. Por otro lado, también existe un alto riesgo de</p>	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Ampliación S/E Teno Empalme y nueva línea 1x154 kV Teno Empalme - Solis sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Esta Comisión coincide con el diagnóstico levantado en la presente observación, ya que se observan problemas de suficiencia en las unidades de transformación 154/MT kV de la S/E Teno y problemas de seguridad en el abastecimiento de los clientes de la zona. Sin embargo, esta Comisión incorpora en el ITF 2023 la obra de expansión denominada "Nueva S/E El Quelmén", la que tiene</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>contingencias en cascada del sistema ante una falla presentada en la línea de transmisión entre SE Solis-Teno-Buenavista, dado que actualmente la SE Teno Empalme, al funcionar como Tap-off no ofrece selectividad ante una falla.</p> <p>Nuestra obra propuesta ayuda a resolver esos problemas que validamos con los EPO bajo los escenarios que consideró el Coordinador, donde resulta eficiente para el sistema bajo las limitaciones de espacio actuales en la subestación hacer esta ampliación Teno Empalme + Línea AT de 4 km por predios agrícolas, sin viviendas actualmente, comparado a una solución de una nueva SE Seccionadora que debiera normalizar en doble circuito y aumenta el impacto económico y territorial.</p>		<p>como objetivo solucionar los problemas de suficiencia y seguridad de la zona.</p>

E27 – ACENOR

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
27-01	8.1.1 NUEVO PATIO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI	<p>La Tabla 8-2 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “NUEVO PATIO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios netos positivos presentes en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 58.</p> <p>Por otro lado, la Tabla 8-1 del informe, que se muestra a continuación, contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base-Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Al respecto, hacemos presente que sólo a partir del año 2034 del proyecto entrega beneficios netos al sistema, para lo cual puede comenzar a su desarrollo en 2031. Si el proyecto fuera incluido en el presente Plan de Expansión, podría darse que el sistema tenga que pagar por su VATT desde 2029 a 2033 sin producir ningún beneficio económico neto para el sistema.</p> <p>Por tanto, el proyecto “8.1.1 NUEVO PATIO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI” debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en un futuro proceso.</p> <p>Cabe destacar que el criterio señalado ha sido ratificado por el Panel de Expertos en</p>	<p>Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “NUEVO PAT IO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI”, en atención a que, de ser incluido en el presente plan el proyecto no produciría beneficios netos positivos desde el año 2029 al 2033.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Ver respuesta a observación 20-01.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>el análisis de numerosas obras, en los Dictámenes 02-2020 y 07-2021, y explícitamente para el caso de este proyecto en el Dictamen 39-2023.</p>		
27-02	8.1.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI	<p>La Tabla 8-7 presentada en el informe muestra la evaluación económica del proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios netos positivos presentes en 2 de 3 escenarios.</p> <p>Ver Figura 59.</p> <p>En el cuerpo del informe no se presenta el desglose de la evaluación por cada año, la cual sí se encuentra en la planilla anexa “Evaluación Económica General _Control de Flujo Ciruelos – Nueva Pichirropulli.xlsx.”</p> <p>La siguiente tabla contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base-Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Ver Figura 60.</p> <p>Si se considera que el plazo para el desarrollo del proyecto fue establecido en 36 meses, y a ellos se le agregan los plazos que típicamente toman las etapas del</p>	<p>Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI”, en atención a que la CNE no ha demostrado que el proyecto produzca beneficios netos positivos durante el año 2029.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Ver respuesta a observación 20-02.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>proceso desde la publicación del Informe Técnico Final hasta la entrada en operación del proyecto, la fecha de entrada en operación de este proyecto se estima para enero/2029, y no para enero/2030 como se indica en la planilla de evaluación económica.</p> <p>Por tanto, la CNE no ha demostrado que la inclusión del proyecto en el presente plan, considerando su entrada en operación en enero/2029, sea económicamente conveniente para el sistema, con lo cual podría darse que el sistema tenga que pagar por su VATT el año 2029 sin obtener ningún beneficio.</p> <p>El análisis que hemos presentado también aplica a la evaluación económica presentada en la Tabla 8-8 exhibida en el informe.</p> <p>Por tanto, el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI” debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en el próximo proceso.</p> <p>Cabe destacar que el criterio señalado ha sido ratificado por el Panel de Expertos en el análisis de numerosas obras, en los Dictámenes 02-2020, 07-2021 y 39-2023</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
27-03	8.1.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI	<p>Sin perjuicio de que el proyecto NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI no debería ser incluido en el presente plan de expansión, sino que aplazado para su evaluación en el próximo proceso, se observa que la CNE no ha evaluó como alternativa al proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI”, un proyecto de cambio de conductor por conductor de alta temperatura. El proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI” tiene un VI de aproximadamente 22 millones de dólares con un plazo de 36 meses, para aumentar la capacidad de transmisión entre Ciruelos y Nueva Pichirropulli, la que es una línea de 86 km y sólo un conductor por fase. Como parte del proceso del plan de expansión y sus principios, se debe evaluar las alternativas que permitan dar solución a los problemas identificados, y recomendar las obras que cumplan con los criterios que establece la normativa, en este caso, los aplicables a Eficiencia Operacional. En esta línea, a modo de ejemplo y antecedente, podemos mencionar:</p> <p>a) El caso del Plan de Expansión 2019,</p>	<p>En caso de que la CNE decida no postergar la evaluación del proyecto 8.1.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI para el próximo plan de expansión, se solicita:</p> <p>a) Evaluar económicamente la alternativa de cambio de conductor por conductor de alta temperatura, en los tramos en que ello sea conveniente entre CIRUELOS y NUEVA PICHIRROPULLI. Considerar la alternativa de cambiar conductor en sólo uno de los circuitos, y la alternativa de cambiar conductor en los dos circuitos.</p> <p>b) Realizar la nueva evaluación solicitada en a), ya sea considerando los mayores costos de operación asociados a las desconexiones en</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Ver respuesta a observación 20-03.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>donde la CNE evaluó el proyecto “Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal” con un VI referencial de 19,5 millones de dólares, para un cambio de conductor de 84 km en 220 kV, de 2x182,9 MVA, un conductor por fase, dos circuitos, por uno de alta temperatura de 550 MVA a 35°C con sol, con un plazo de 36 meses.</p> <p>b) El caso del proyecto “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín”, que fue adjudicado por un VI de 18,1 millones de dólares, para un cambio de conductor de 113 kilómetros en 220 kV, de 2x197 MVA a 25°C con sol, un conductor por fase, dos circuitos, por uno de alta temperatura de 420 MVA a 35°C con sol, con un plazo de 36 meses. El VI referencial que utilizó la CNE en esa ocasión fue de 10,3 millones de dólares.</p> <p>Ver Figura 61.</p> <p>Con lo anterior, estimamos que la alternativa del cambio de conductor podría ser competitiva con el equipo de control de flujo.</p>	<p>caso de trabajar con línea desenergizada, o bien considerando en el Vi del proyecto el que los trabajos sean con línea energizada.</p> <p>c) Indicar en el informe el detalle de la valorización del proyecto de cambio de conductor evaluado.</p>	
27-04	8.1.3 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO Y REFUERZO PRIMER CIRCUITO LAGUNILLAS – CHARRÚA 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI, LAGUNILLAS – CHARRÚA	En relación a la evaluación de este proyecto, al revisar las bases de datos de simulación OSE y los flujos esperados, se observa que parte relevante del beneficio	Se solicita evaluar económicamente la ampliación de los tramos Charrúa – Hualqui 220 y	Se acoge parcialmente la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	220 KV CON SECCIONAMIENTO EN NUEVA S/E SECCIONADORA TOMECO	<p>económico del proyecto proviene de la inyección de 1.100 MW de centrales eólicas en Hualqui. Con lo anterior, es posible que parte relevante de los beneficios que se han atribuido a realizar el conjunto de obras en el tramo Charrúa - Lagunillas provengan realmente de realizar las obras sólo en el tramo Charrúa - Hualqui.</p> <p>Por lo anterior, y tal como se ha validado por dictámenes del Panel de Expertos en esta materia, este tipo de proyectos se debe analizar por partes, de tal manera de detectar si los beneficios de ampliar un tramo están o no subsidiando los beneficios de ampliar el otro tramo. Es decir:</p> <p>a) Evaluar la conveniencia económica de ampliar el tramo Charrúa – Hualqui 220.</p> <p>b) Si la evaluación a) resulta positiva, evaluar la conveniencia económica de ampliar el tramo Hualqui - Lagunillas 220, considerando en el caso base que el tramo Charrúa – Hualqui 220 tiene la ampliación.</p> <p>c) Si a) ni b) resulta positivas, entonces evaluar la ampliación del tramo completo Charrúa – Hualqui – Lagunillas 220, considerando en el caso base que no se realiza ninguna ampliación.</p>	Hualqui – Lagunillas 220 por separado, en particular considerando la secuencia indicada en la observación.	Ver respuesta a la observación 20-04.
27-05	8.4.4 NUEVA S/E TOMECO	En la evaluación por “Acceso Abierto” la CNE indica: “El proyecto tiene como objetivo	Se solicita a la CNE eliminar del plan de expansión el proyecto	Se acoge parcialmente la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>proporcionar una nueva subestación que permita el desarrollo de nuevos proyectos de generación, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región del Bío-Bío, en particular la comuna de Yumbel. Esta subestación estará ubicada a aproximadamente 30 kilómetros al este de la subestación Hualqui y seccionará el actual circuito existente y el segundo circuito, incorporado en el presente plan de expansión, de la línea 2x220 kV Hualqui - Charrúa. Cabe indicar que esta zona se ha consolidado como un punto de interés para el desarrollo de proyectos de generación, lo que se condice con el volumen de propuestas recibidas con el mismo objetivo.”</p> <p>Al respecto se observa:</p> <p>a) La CNE indica que existe un “potencial energético” y que “esta zona se ha consolidado como un punto de interés para el desarrollo de proyectos de generación”. Sin embargo, no entrega antecedentes que sustenten esas afirmaciones, señalando por ejemplo la ubicación de los proyectos, el tipo de proyectos y su tamaño en MW.</p> <p>b) Lo anterior es particularmente relevante considerando que se está proponiendo la nueva subestación Tomeco, ubicada a 30 km de Hualqui y a 30 km de Entre Ríos.</p>	<p>NUEVA S/E TOMECO, considerando que la CNE no ha presentado antecedentes que sustentan sus afirmaciones ni justifican este proyecto, así como tampoco ha justificado la conveniencia de su ejecución, considerando la existencia de subestaciones cercanas tales como Hualqui y Entre Ríos.</p>	<p>Ver respuesta a la observación 20-05.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
27-06	<p>5 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS CON ANTERIORIDAD;</p> <p>8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE;</p>	<p>Se observa que la CNE no incluyó en la sección 5 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS CON ANTERIORIDAD ninguna modificación a proyectos contenidos en decretos de expansión pasados. Al respecto, el artículo 75 del Reglamento DS37-2019 indica:</p> <p>“Artículo 75.- En casos excepcionales y por razones económicas, de eficiencia o seguridad, tales como, el surgimiento de nuevos antecedentes que den cuenta de la imposibilidad de materializar un proyecto decretado en un Plan de Expansión o la necesidad de modificar las especificaciones originalmente establecidas, la Comisión podrá modificar en un nuevo Proceso de Planificación las Obras Nuevas o de Ampliación establecidas con anterioridad, siempre que éstas no hubiesen sido adjudicadas por el Coordinador. El proceso de licitación y adjudicación de la respectiva obra no podrá iniciarse en el caso de que en el informe técnico preliminar de un Plan de Expansión se contemple una modificación de las señaladas anteriormente.”</p> <p>Al respecto, hacemos presente los siguientes antecedentes:</p> <p>1) El proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante</p>	<p>Se solicita a la CNE:</p> <p>1) Realizar una reevaluación del proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” contenido en el decreto de plan de expansión DS257-2022, en aplicación del artículo 75 del Reglamento DS37-2019.</p> <p>2) En la evaluación señalada en el punto 1) anterior, realizar una reevaluación del valor de inversión y VATT a utilizar, considerando que las ofertas recibidas en la licitación del proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” fueron considerablemente mayores a los valores referenciales estimados por la CNE.</p>	<p>Ver respuesta a la observación 20-06.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”, recomendado por la CNE en el Plan de Expansión del año 2021, contenido en el decreto de plan de expansión DS257-2022, tenía un valor referencial de 211 MMUSD, lo que equivale a un VATT de aproximadamente 19,2 MMUSD (tasa 7%, vida útil 40 años y COMA de 1,6% del VI).</p> <p>2) El Coordinador, con fecha 06/11/2023 declaró desierta la respectiva licitación, habiendo recibido ofertas por 47,9 MMUSD y 53,4 MMUSD, por haberse superado el Valor Máximo de las ofertas, y el Valor Margen ce Reserva. Como se puede ver, los valores ofertados fueron al menos 2,5 veces el monto de inversión con que la CNE evaluó el proyecto en el Plan de Expansión 2021.</p> <p>3) En el Plan de Expansión 2021, la CNE calculó el valor presente de los beneficios de proyecto, indicados en la última fila de la tabla 8.3 del informe (reproducida a continuación).</p> <p>Ver Figura 62.</p> <p>4) Por su parte, en los anexos electrónicos del informe puede verse el detalle por año de los beneficios netos (reproducida a continuación). Al respecto, destacamos que los beneficios netos de los años 2027 a 2029, que oscilan entre 2</p>	<p>3) Considerando lo indicado en 1) y 2), concluir fundadamente respecto de la conveniencia de mantener, modificar, o eliminar el proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” del plan de expansión del decreto DS257-2022.</p> <p>4) Reevaluar el proyecto AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE, incluyendo: i) las modificaciones que haya realizado al proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”. ii) El recálculo de su VI considerando</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>a 18 MMUSD, tienen internalizado un VATT a pagar de aproximadamente 19,2 MMUSD. Si consideramos que la oferta más económica fue de 47,9 MMUSD, entonces a los beneficios netos se debe restar al menos la diferencia entre los 47,9 MMUSD y los 19,2 MMUSD, es decir, restar 28,7 MMUSD. Con lo anterior, es claro el proyecto no habría entregado beneficios netos positivos entre 2026 y 2029 en ninguno de los escenarios, y por tanto, el proyecto no habría sido incluido en el plan de expansión 2021.</p> <p>Ver Figura 63.</p> <p>5) Por otro lado, aún con el VATT utilizado por la CNE originalmente, el proyecto comenzó a presentar beneficios netos negativos desde 2030, año que coincide con la fecha en que proyectó la entrada del sistema HVDC Kimal, esta es, octubre/2029.</p> <p>6) A la fecha no se cuenta con el plazo en que el Coordinador licitará nuevamente el proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”, pero si este fuera adjudicado en mayo/2025, se estima que entraría en operación en enero/2029. Si se toma en cuenta que, en el presente plan de expansión, el proyecto HVDC tiene</p>	<p>los antecedentes tenidos a la vista.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>proyectada su fecha de entrada para mayo/2029, entonces el “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” sólo podría traer potenciales beneficios durante 4 meses, como apoyo previo a la entrada del sistema HVDC. Con lo anterior, se configuran razones económicas y de eficiencia para que la CNE aplique el artículo 75 del Reglamento DS37-2019, realice una reevaluación del proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”, y finalmente concluya respecto de la conveniencia de mantener, modificar, o eliminar el proyecto en el plan de expansión del decreto DS257-2022.</p>		
27-07	8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	<p>La Tabla 8-14 presentada en el informe muestra la evaluación económica del proyecto “AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE”, donde se observa que el proyecto otorga beneficios netos positivos presentes en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 64.</p> <p>En relación al presente proyecto, si se considera que el plazo para el desarrollo del proyecto fue establecido en 36 meses,</p>	<p>Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE”, en atención a que la CNE no ha demostrado que el proyecto produzca beneficios netos positivos durante el año 2029.</p>	<p>Ver respuesta a la observación 11-09.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>y a ellos se le agregan los plazos que típicamente toman las etapas del proceso desde la publicación del Informe Técnico Final hasta la entrada en operación del proyecto, la fecha de entrada en operación de este proyecto se estima para enero/2029, y no para enero/2030 como se indica en la planilla de evaluación económica.</p> <p>Por tanto, la CNE no ha demostrado que la inclusión del proyecto en el presente plan, considerando su entrada en operación en enero/2029, sea económicamente conveniente para el sistema, con lo cual podría darse que el sistema tenga que pagar por su VATT el año 2029 sin obtener ningún beneficio.</p> <p>Por tanto, el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI” debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en el próximo proceso.</p> <p>Cabe destacar que el criterio señalado ha sido ratificado por el Panel de Expertos en el análisis de numerosas obras, en los Dictámenes 02-2020, 07-2021 y 39-2023.</p>		
27-08	8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	<p>El Artículo 103 del Reglamento señala que el informe técnico debe incluir, a lo menos, lo siguiente para cada sistema de almacenamiento:</p> <p>“Artículo 103.- En el informe técnico que</p>	Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE	Ver respuesta a la observación 11-09.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>contenga el Plan de Expansión se deberá incluir, al menos, lo siguiente para cada Sistema de Almacenamiento de Energía propuesto:</p> <p>a) Las especificaciones que permitan cubrir los servicios de transmisión requeridos teniendo en cuenta criterios de disposición, tamaño, características técnicas, entre otros.</p> <p>b) Los requerimientos de modularidad en su diseño e implementación y la posibilidad de reubicar la instalación.</p> <p>c) Las exigencias y condiciones de operación esperadas y el nivel de desempeño que deberá mantener, y que se hayan tenido en cuenta para la estimación de su V.A.T.T. referencial.</p> <p>d) Los servicios compatibles que pueda proveer que no afecten el servicio de transmisión requerido ni su vida útil.”</p> <p>Al respecto, hacemos presente que el informe técnico no presenta varios de los criterios antes señalados, como lo son el tamaño, posibilidad de reubicar la instalación, servicios compatibles con el servicio de transmisión requerido, entre otros.</p>	<p>ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE”, puesto que en su recomendación la CNE no ha dado cumplimiento al artículo 103 del Reglamento DS37-2019.</p>	
27-09	8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	<p>Junto con todo lo anterior, el informe también indica lo siguiente: “Se considera la instalación de equipamiento de almacenamiento de 150 MVA/37,5 MWh en S/E Ciruelos, que considere la posibilidad de realizar control</p>	<p>En caso de que la CNE considere no eliminar del plan de expansión el proyecto “AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE</p>	<p>Ver respuesta a la observación 11-09.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de tensión de manera coordinada con el almacenamiento en S/E Lo Aguirre...”</p> <p>En relación a esto, el Artículo 102 del Reglamento señala lo siguiente con respecto a la aceptación de sistemas de almacenamiento en el sistema de transmisión: “...Se podrán incorporar Sistemas de Almacenamiento de Energía que permitan aumentar la capacidad segura de transmisión o suministrar la demanda de clientes finales donde se verifique que una solución a través de líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas convencionales de infraestructura de transmisión no resulta adecuada, ya sea por eficiencia económica u oportunidad.”</p> <p>Según a lo indicado en el reglamento, se observa que el análisis realizado en el informe no considera evaluación con respecto a alternativas que puedan solucionar el problema de manera más económica para el sistema (SVC, STATCOM).</p>	<p>ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE” se solicita demostrar mediante análisis económicos que el equipamiento de almacenamiento propuesto es la solución más económica que soluciona el problema. Adicionalmente, se solicita incluir toda la información requerida para el sistema de almacenamiento propuesto, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 103 del Reglamento.</p>	
27-10	8.1.4 AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	Sin perjuicio de que el proyecto AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE no debería ser incluido en el presente plan de expansión, sino que aplazado para su evaluación en el próximo proceso, se	En caso de que la CNE realice la evaluación económica de la entrada del proyecto en 2029, esta debe incluir las siguientes características:	Ver respuesta a la observación 11-09.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>observa que la CNE:</p> <p>a) Sólo incluyó 9 hidrologías en su análisis final de beneficios, en lugar de 34 como en otros casos.</p> <p>b) No presentó estudios eléctricos que demuestren que efectivamente se puede obtener los límites de transmisión que consideró en las bases de datos OSE. Cabe señalar que cuando la CNE recomendó el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE” como parte del Plan de Expansión 2021, entregó una tabla con los límites de transmisión en los casos con y sin proyecto (copiada a continuación), y justificó esos límites en base a estudios eléctricos (en la página 134 del ITF del Plan de Expansión 2021, la CNE indicó “Los límites N-1 se basan en los incrementos señalados en la tabla 1-3 del documento Resumen Estudio BESS Parinas – Polpaico.pdf, adjunto en los anexos del informe”. Destacamos que el hecho de no haber presentado estos límites y estos estudios en el presenta plan de expansión, impide que los interesados puedan realizar observaciones, y en particular que el Coordinador pueda realizar observaciones a un proyecto que afecta la operación y los límites de transmisión seguros entre las subestaciones Lo Aguirre</p>	<p>a) Debe incluir 34 hidrologías al igual que el resto de los proyectos evaluados, por uniformidad de criterio.</p> <p>b) Debe indicar los límites de transmisión que consideró para los casos con y sin proyecto, y los supuestos que consideró en cada caso.</p> <p>c) Debe justificar mediante estudios eléctricos que efectivamente se puede operar el sistema con los límites de transmisión propuestos, y que consideró en las bases de datos OSE.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>y Ciruelos, incluyendo el sistema de 500 kV.</p> <p>Ver Figura 65.</p>		
27-11	7.3.4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	<p>Se observa que la CNE indicó haber utilizado el “Informe Preliminar del proceso quinquenal 2023-2027” (en adelante “PELP 2023-2027”), para la elaboración de los escenarios de generación para la planificación de la transmisión. Al respecto, hacemos presente que:</p> <p>El art 76 del Reglamento 37-2019 establece:</p> <p>“Artículo 76.- La Comisión deberá considerar en el Proceso de Planificación de la Transmisión, la Planificación Energética, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 3 del Título III del presente reglamento.”</p> <p>El art 83 contenido en el capítulo 3 de Título III del Reglamento 37-2019 establece:</p> <p>“Artículo 83.- La Comisión deberá ajustar cada uno de los Escenarios Energéticos definidos por el Ministerio en la Planificación Energética, definiendo la capacidad de expansión de generación y de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, así como su localización en las</p>	<p>Se solicita a la CNE que, con el fin de dar cumplimiento a la normativa vigente, se reevalúen todos aquellos proyectos del plan de expansión evaluados bajo el Informe preliminar PELP 2023-2027, bajo los escenarios y criterios del Informe Final de la PELP 2018-2022 actualizado mediante el Informe de Actualización de Antecedentes 2023 emitido por el Ministerio de Energía.</p>	<p>Ver respuesta a la observación 20-11.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>distintas barras del Sistema Eléctrico para la conformación de los EGPT. Para dichos efectos, deberá considerar la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión mediante una metodología debidamente justificada en el informe técnico.</p> <p>Cada EGPT deberá contener los respectivos polos de desarrollo de su correspondiente Escenario Energético.</p> <p>Para estos efectos, la Comisión utilizará los datos y antecedentes contenidos en el informe a que se refiere el artículo 17 del Decreto Nº 134, de 2016, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo, que se encuentre vigente a la fecha de inicio del Proceso de Planificación y sus actualizaciones anuales, en caso de corresponder.</p> <p>En cada Proceso de Planificación, la Comisión podrá solicitar información adicional al Ministerio respecto de la referida en el inciso anterior, de manera</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>que se puedan realizar los ajustes necesarios a ésta para ser utilizada en cada Proceso de Planificación anual.”</p> <p>Al respecto, hacemos presente que, a la fecha elaboración del ITP:</p> <p>a) No se emitió el Informe Final de la PELP 2023-2027. b) Se contaba con el Informe Final de la PELP 2018-2022. c) La CNE contaba con el Informe de Actualización de Antecedentes 2023 emitido por el Ministerio de Energía (publicado en https://energia.gob.cl/pelp/repositorio).</p>		
27-12	8.2.1 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE IQUIQUE	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.1 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda.</p> <p>De acuerdo con lo descrito en el informe, los proyectos analizados en el 8.2.1 se proponen para lograr la descarga de la SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón. En relación a la S/E Alto Hospicio, el informe señala que: “...no se cuenta con terreno disponible para ampliar la S/E Alto Hospicio y el crecimiento de la comuna de Alto Hospicio sería hacia el sector sur de la misma subestación.”</p> <p>Con respecto al terreno disponible, la</p>	<p>Se solicita reevaluar la obra “APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE IQUIQUE”, considerando la posibilidad de realizar ampliaciones en las SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón. De lo contrario, se solicita indicar con claridad las razones de la imposibilidad de ampliar las SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón.</p>	<p>Ver respuesta a la observación 20-12.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Figura 8-21 contenida en el informe no muestra con claridad la disponibilidad de terreno en las inmediaciones de la S/E.</p> <p>Ver Figura 66.</p> <p>La figura a continuación presenta la S/E y sus terrenos colindantes (imagen de Google Earth), la cual evidencia que, en efecto, existe espacio para realizar una ampliación de la S/E Alto Hospicio, sobre todo considerando la posibilidad de mover la línea, de manera tal de poder ampliar la S/E hacia el noreste de su posición actual, donde existe un amplio terreno disponible.</p> <p>Por otro lado, en relación a la S/E Cerro Dragón, el numeral 8.2.1 del informe señala lo siguiente:</p> <p>“La subestación Cerro Dragón no cuenta con espacio suficiente para ser ampliada, situación la cual se puede observar en la Figura 8-23.” (incluimos a continuación la figura referida)</p> <p>Ver Figura 67.</p> <p>En relación a lo anterior, la misma figura 8-23 incluida en el informe señala que hay, como mínimo, espacio al oeste de la ubicación actual de la S/E, sin considerar</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>que se puede observar también un espacio al norte de la misma, y además se observa espacio dentro del mismo terreno, ocupado por construcciones respecto de la cual la CNE no se pronuncia.</p> <p>Dado lo anterior, se debería reevaluar la posibilidad de realizar ampliaciones en las dos SS/EE en estudio antes de proponer la creación de dos nuevas SS/EE. Cabe señalar que, en este caso, sólo se ampliarían 2 subestaciones, en lugar de desarrollar 3 proyectos por un VI total de 40 millones de dólares</p>		
27-13	8.2.7 NUEVA S/E EL PERAL, SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X110 KV FLORIDA – TAP VIZCACHAS Y NORMALIZACIÓN LÍNEA 1X110 KV PUENTE ALTO – TAP VIZCACHAS	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.7 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda. De acuerdo con el informe, la presente obra tiene por objetivo permitir la descarga de las unidades de transformación asociadas a la S/E Puente Alto. Con respecto al presente proyecto, el informe menciona:</p> <p>“...se visualizan varias conexiones nuevas (factibilidades), entre ellas Electroterminales de buses del transporte público, el aumento de capacidad del Hospital Sótero del Río y desarrollo inmobiliario en la zona nororiente de la comuna de Puente Alto...”</p> <p>En relación a lo anterior, la CNE no entrega antecedentes cuantitativos (MW)</p>	Se solicita eliminar el proyecto “NUEVA S/E EL PERAL, SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X110 KV FLORIDA – TAP VIZCACHAS Y NORMALIZACIÓN LÍNEA 1X110 KV PUENTE ALTO – TAP VIZCACHAS” del presente plan de expansión, ya que la CNE no ha presentado los antecedentes que justifiquen su inclusión por el criterio de Abastecimiento de la Demanda.	Ver respuesta a la observación 20-13.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de demanda proyectada en la zona, asociada a las factibilidades mencionadas. Además, no presenta en el informe una proyección de carga en las unidades de transformación de la S/E Puente Alto, que muestre que efectivamente se cumplen los criterios de cargabilidad que gatillan obras por el criterio de Abastecimiento de Demanda.</p>		
27-14	8.2.10 NUEVA S/E EL CARMEN Y NUEVA LÍNEA 1X66 KV FUENTECILLA – EL CARMEN	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.10 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda. De acuerdo con el informe, la presente obra tiene por objetivo permitir la descarga de las unidades de transformación de las SS/EE Las Cabras y el Manzano. Con respecto a la obra, el informe menciona lo siguiente: “Asimismo, es importante indicar que, a pesar de que en Planes de Expansión de la Transmisión previos se incorporaron obras para atender requerimientos para esas dos subestaciones, dichas obras no han sido adjudicadas a la fecha.” En relación a lo anterior, se observa que:</p> <p>a) No se indica qué obras se incorporaron en procesos anteriores para atender este problema, de manera de poder comprender la diferencia entre las nuevas obras y aquellas ya incorporadas con anterioridad.</p> <p>b) No se indica las razones por las cuales</p>	<p>Se solicita completar el análisis presentado, indicando:</p> <p>1) Los valores de inversión de los proyectos anteriores.</p> <p>2) Las razones por las cuales los proyectos anteriores no han sido adjudicados.</p> <p>Finalmente, se solicita incluir en el plan de expansión el proyecto con el menor VI que solucione la problemática de abastecimiento de demanda detectado.</p>	Ver respuesta a la observación 20-14.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>las obras no han sido adjudicadas a la fecha.</p> <p>c) En el análisis realizado con respecto a la cargabilidad de las SS/EE Las Cabras y El Manzano no se menciona la posibilidad de realizar una ampliación en las SS/EE, así como tampoco se menciona ninguna limitante física para analizar esta posible ampliación.</p>		
27-15	8.2.12 SISTEMA DE ABASTECIMIENTO COIHUECO – PINTO	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.12 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda. De acuerdo con el informe, las obras asociadas al proyecto tienen por objetivo permitir la descarga de las unidades de transformación en la S/E Chillán. Se proyecta que al año 2028 el transformador Chillán 66/13,2 kV tendría una cargabilidad superior al 100%, y que la cargabilidad del transformador 154/66 kV, 75 MVA en la S/E Chillán será de aproximadamente 86%.</p> <p>En relación con este proyecto, se observa que en el análisis realizado para justificar este nuevo sistema no se considera como alternativa la posibilidad de ampliar la S/E Chillán para dar solución al problema identificado, y no se indica ninguna restricción física para realizar una eventual ampliación.</p> <p>Junto con lo anterior, el informe menciona lo siguiente:</p>	<p>1) Se solicita reevaluar la obra “SISTEMA DE ABASTECIMIENTO COIHUECO – PINTO”, considerando la posibilidad de realizar una ampliación en la S/E Chillán, mediante un reemplazo de los transformadores existentes por unos de mayor capacidad, en vista de que ello puede ser más económico para el sistema.</p> <p>2) En caso de que la ampliación de la S/E Chillán entregue resultados más económicos, se solicita reemplazar la obra “SISTEMA DE ABASTECIMIENTO COIHUECO – PINTO”, por</p>	Ver respuesta a la observación 20-15.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>“...se propone el nuevo sistema denominado “Coihueco-Pinto”, el cual además de descargar los transformadores de Chillán, permite mejorar la calidad de suministro de las ciudades de Coihueco y Pinto...”</p> <p>A partir de la cita, se puede deducir que un punto importante para la creación de este nuevo sistema es la mejora en la calidad de suministro de las ciudades en estudio. De acuerdo a lo indicado en el Artículo 86 del Reglamento, así como también de acuerdo a lo indicado en la metodología del ITP, no se consideran proyectos de expansión por concepto de calidad de suministro en el plan de expansión, con lo cual no existe análisis al respecto.</p>	la ampliación de la S/E Chillán.	
27-16	8.2.4 AMPLIACIÓN EN S/E MACUL (NTR ATMT)	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.4 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda.</p> <p>De acuerdo a lo indicado en el informe, el proyecto tiene como objetivo permitir la descarga de las unidades de transformación 110/12 kV de 50 MVA existentes en la S/E Macul, ya que se proyecta que la cargabilidad máxima de la S/E será superior al 100% para el año 2028, tal y como se indica en la Figura 8-31 adjunta.</p> <p>Ver Figura 68.</p>	Se solicita eliminar la obra “AMPLIACIÓN EN S/E MACUL (NTR ATMT)”, toda vez que no se cumple el criterio de exceder el 85% en la cargabilidad máxima en los transformadores de la subestación.	Ver respuesta a la observación 20-16.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Sin embargo, en el análisis radial ITP 2023 se observan las siguientes cargabilidades proyectadas para el año 2028, para los transformadores de 110/12 kV de 50 MVA:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transformador Macul 012 I: 65,58%. • Transformador Macul 012 II: 69,36%. • Transformador Macul 012 III: 68,65%. <p>Si bien en el informe se menciona que se consideran factibilidades adicionales debido a nuevos consumos (los cuales no se detallan ni cuantifican), la proyección de cargabilidad no muestra que se supere el 85%.</p>		
27-17	8.2.5 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELENA (RTR ATMT)	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.5 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda. De acuerdo a lo indicado en el informe, el proyecto tiene el objetivo de permitir la descarga de dos unidades de transformación 110/12 kV de 50 MVA en la S/E Santa Elena, donde sus cargabilidades proyectadas se observan en la Figura 8-32.</p> <p>Ver Figura 69.</p>	Se solicita eliminar la obra "AMPLIACIÓN EN S7E SANTA ELENA (RTR ATMT)", toda vez que no se cumple el criterio de exceder el 85% en la cargabilidad máxima en los transformadores de la subestación.	Ver respuesta a la observación 20-17.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Sin embargo, de acuerdo al análisis radial ITP 2023, existen otras dos unidades adicionales de transformación en la S/E Santa Elena, correspondientes a una unidad 110/12 kV 50 MVA, y una unidad 110/12 kV 22,4 MVA, las cuales, para el año 2028 se proyecta tengan una cargabilidad de 68,9% y 0% respectivamente. Mediante el uso de estas dos unidades, se puede redistribuir la carga de la S/E logrando descargar las unidades de transformación en estudio. Al redistribuir la carga de forma proporcional, cada transformador quedaría, para el año 2028, con una cargabilidad aproximada del 76%.</p>		
27-18	8.2.13 AMPLIACIÓN EN S/E CABRERO (NTR ATMT)	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.13 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda. De acuerdo a lo indicado en el informe, este proyecto tiene el objetivo de descargar la unidad de transformación 66/23 kV de 16 MVA presente en la S/E Cabrero. En la Figura 8-45 se observa la cargabilidad proyectada para el 2028.</p> <p>Ver Figura 70.</p> <p>Con respecto a este proyecto, no se considera en el análisis la posibilidad de realizar el reemplazo de la unidad 66/23 kV 16 MVA por una unidad de</p>	<p>Se solicita evaluar económicamente el reemplazo de la unidad de transformación 66/23 kV 16 MVA de la S/E por una unidad con potencia de entre 20 a 30 MVA, lo cual además aumentaría el límite de cargabilidad permitida a un 85%. Luego, de ser más económico el reemplazo, se solicita eliminar del plan el proyecto "AMPLIACIÓN EN S/E CABRERO (NTR ATMT)".</p>	<p>Ver respuesta a la observación 20-18.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		transformación de mayor potencia, más aún considerando que la cargabilidad permitida de 80% se sobrepasa únicamente en un 8,3% para el año 2028.		
27-19	8.2.15 AMPLIACIÓN EN S/E PITRUFQUÉN (NTR ATMT)	<p>La evaluación contenida en el punto 8.2.15 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda. De acuerdo a lo indicado en el informe, este proyecto tiene el objetivo de descargar dos unidades de transformación en la S/E Pitrufrquén, la unidad 66/15 kV de 10MVA, y la unidad 66/13,2 de 10MVA. En la Figura 8-48 y 8-49 se observan las cargabilidades proyectadas para el 2028, para ambas unidades de transformación.</p> <p>Ver Figura 71.</p> <p>Ver Figura 72.</p> <p>En primer lugar, el análisis realizado no considera la posibilidad de considerar el reemplazo de la unidad 66/15 kV 10 MVA por una de mayor capacidad, más aún considerando que la cargabilidad se sobrepasa por apenas 4,2%. Por otro lado, se proyecta en la unidad 66/13,2 kV 10 MVA una cargabilidad de 77,6%, debajo del límite de 80% establecido en los criterios utilizados.</p>	<p>1) Se solicita evaluar el reemplazo de la unidad de transformación 66/15 kV 10 MVA de la S/E, en vista de que un eventual reemplazo puede ser más conveniente desde el punto de vista económico que la ampliación, considerando que el límite de cargabilidad del 80% se supera por poco.</p> <p>2) Se solicita eliminar de esta obra el refuerzo a la unidad de transformación 66/13,2 kV 10 MVA de la S/E, dado que no cumple con el criterio de proyectar una cargabilidad igual o superior al 80% para el año 2028. El refuerzo/reemplazo de esta unidad debe evaluarse en procesos futuros.</p>	Ver respuesta a la observación 20-19.
27-20	General proyectos	En los proyectos que incluyen transformadores se especifica la	Se solicita eliminar de la definición de los	Ver respuesta a la observación 20-20.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>capacidad requerida como de “al menos” un determinado número de MVA. Al respecto, se observa que la capacidad de una obra es un atributo técnico primario para efectos de la valorización de la obra, por tanto, ello no debe quedar abierto o interpretable. Lo anterior no impide que eventualmente, al momento de licitar la obra los oferentes pueden ofrecer un tamaño mayor, de ser necesario por una restricción técnico-económica.</p>	<p>proyectos que incluyen transformadores la frase “al menos”, cuando se refiere a la capacidad especificada para el transformador.</p>	

Anexos Empresa 27

Tabla 8-2: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	26.824	18.292	15.716
Costo Operacional Con Proyecto	24.754	17.023	14.847
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	25.066	17.335	15.160
Beneficios (Base – Proyecto)	1.758	957	556

Tabla 8-1: Beneficios anuales Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli

Beneficios	Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli			
	Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3
2023	-	-	-	-
2024	-	-	-	-
2025	-	-	-	-
2026	-	-	-	-
2027	-	-	-	-
2028	-	-	-	-
2029	-	-	-	-
2030	-	-	-	-
2031	-	-	-	-
2032	-	-	-	-
2033	-	-	-	-
2034	9.2	9.1	- 0.6	- 17.6
2035	20.6	14.0	1.7	- 16.7
2036	25.7	15.7	6.4	- 15.7
2037	34.2	19.6	9.5	- 14.8
2038	46.2	30.2	10.5	- 14.0
2039	41.1	28.1	20.2	- 13.2
2040	48.7	28.1	16.9	- 12.5
2041	53.0	27.0	16.5	- 11.8
2042	63.2	31.2	15.1	- 11.1
2043	109.1	38.4	28.0	- 10.5
Total	451	241.4	124	- 138
VP Perpetuidad	1,199	510.2	316	- 174
Costo con Perpetuidad	1,650	751.6	440	- 312

Figura 58

Tabla 8-7: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	24.724	17.012	14.859
Costo Operacional Con Proyecto	24.634	16.976	14.839
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	24.656	16.998	14.862
Beneficios (Base – Proyecto)	68	14	-3

Figura 59

Beneficios	NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI (E140)				
	Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	AVI
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-
2030	0,8	0,8	0,9	-	1,3
2031	2,1	2,0	2,3	-	1,2
2032	3,4	2,7	2,6	-	1,1
2033	4,8	3,5	3,1	-	1,1
2034	2,7	2,9	1,7	-	1,0
2035	- 0,1	- 0,4	- 0,7	-	0,9
2036	- 0,2	- 0,5	- 0,8	-	0,9
2037	- 0,1	- 0,6	- 0,7	-	0,8
2038	0,3	- 0,4	- 0,6	-	0,8
2039	0,8	- 0,4	- 0,6	-	0,7
2040	1,1	- 0,0	- 0,5	-	0,7
2041	1,7	0,2	- 0,5	-	0,7
2042	2,5	0,2	- 0,5	-	0,6
2043	4,0	0,4	- 0,4	-	0,6
Total	23,8	10,4	5,2	-	12,4
VP Perpetuidad	43,6	3,9	-7,9	-	9,9
Costo con Perpetuidad	67	14	-3	-	22,3

Figura 60

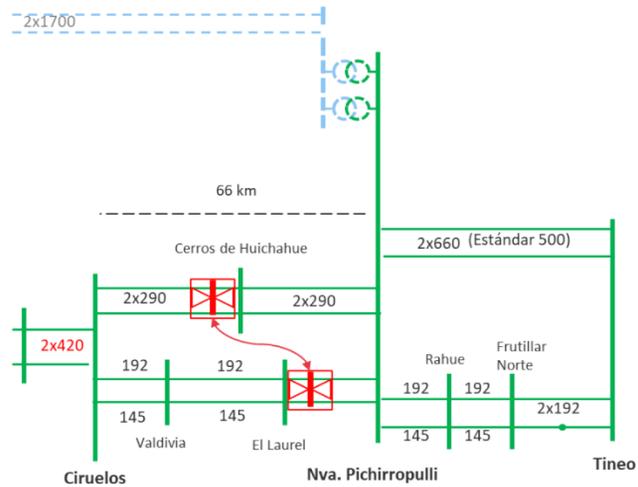


Figura 8-3: Diagrama Unilineal Simplificado corredor 220 kV Cautín - Tineo

Figura 61

Tabla 8.3: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.399	17.212	20.210	19.300	30.294
Costo Operacional Con Proyecto	20.196	16.823	19.873	19.082	29.661
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.470	17.097	20.147	19.356	29.935
Beneficios (Base – Proyecto)	-71	115	63	-56	359

Figura 62

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	3	2	6	- 2	3
2028	12	12	14	13	14
2029	13	13	12	13	18
2030	- 8	- 8	- 7	- 10	- 6
2031	- 9	- 8	- 6	- 8	- 5
2032	- 8	- 5	- 5	- 7	- 3
2033	- 8	- 5	- 5	- 8	- 4
2034	- 7	- 4	- 3	- 7	- 2
2035	- 6	- 1	- 0	- 6	- 2
2036	- 4	1	2	- 3	5
2037	- 3	3	2	- 3	11
2038	- 4	2	2	- 2	11
2039	- 3	3	3	- 2	13
2040	- 2	6	3	- 1	18
2041	- 2	9	3	- 1	19
Total	- 35	20	20	- 35	95
VP Perpetuidad	- 36	95	43	- 21	264
Beneficio (Base - Proyecto)	- 71	115	63	- 56	359

Figura 63

Tabla 8-14: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	23.193	15.905	14.352
Costo Operacional Con Proyecto	22.631	15.575	13.973
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	22.734	15.678	14.076
Beneficios (Base – Proyecto)	459	227	276

Figura 64

Tabla 8.2: Incrementos de capacidad de transporte por tramos de entre S/E Parinas y S/E Lo Aguirre.

Enlaces	Sin Proyecto	Con Proyecto BESS	Incremento Cap. Transporte [MW] ³³
	Límite (N-1) [MW]	Límite (N-1) [MW] ³⁴	
2x500 kV Parinas - Cumbre	1500	2000	500
2x500 kV Cumbre - Nueva Cardones	1500	1970	470
2x500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1700	1700	0
2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	1700	2140	440
2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	1700	2130	430
2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre	1800	1800	0

Figura 65



Figura 66



Figura 8-23: Ubicación de la subestación Cerro Dragón.

Figura 67

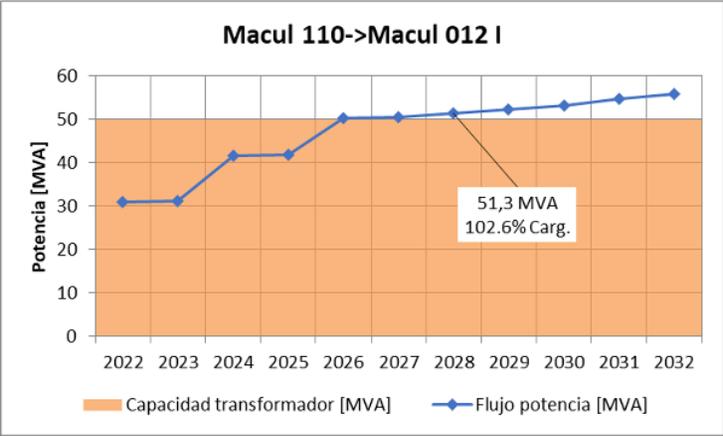


Figura 8-31: Proyección de demanda máxima, considerando crecimiento vegetativo y nuevas conexiones, y capacidad instalada en la unidad de transformación 110/12 kV 50 MVA en la S/E Macul.

Figura 68

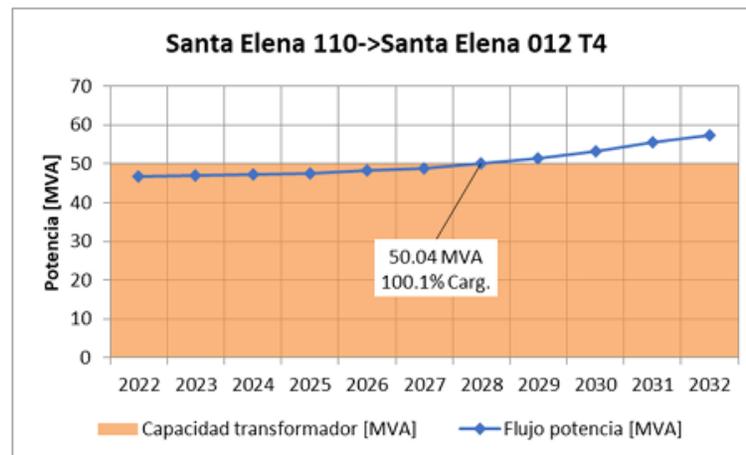
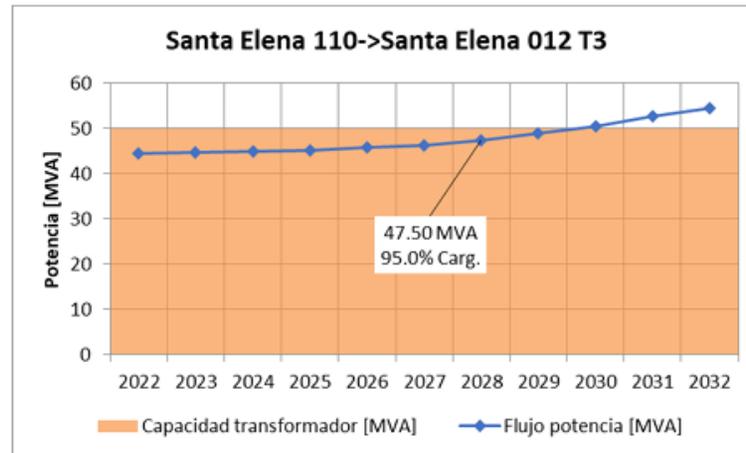


Figura 8-32: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T3 y T4 110/12 kV, ambas de 50 MVA, de la S/E Santa Elena.

Figura 69

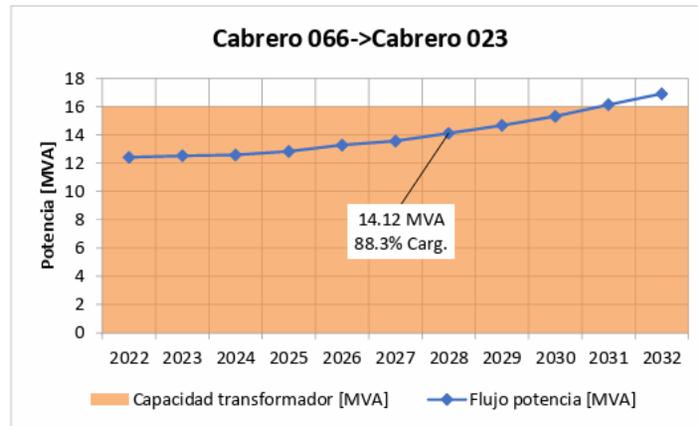


Figura 8-45: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/23 kV 16 MVA en la S/E Cabrero.

Figura 70

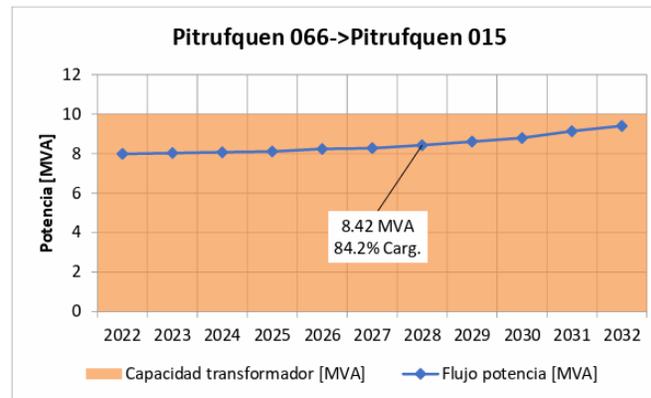


Figura 8-48: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/15 kV 10 MVA en la S/E Pitrufquén.

Figura 71

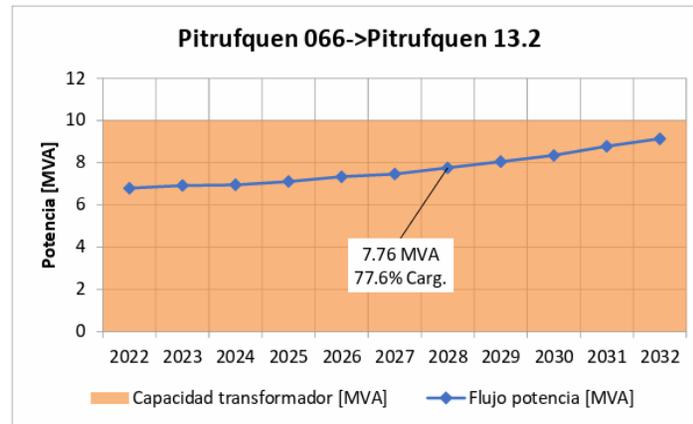


Figura 8-49: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/13,2 kV 10 MVA en la S/E Pitrufquén.

Figura 72

E28 – Collahuasi

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
28-01	7.3 “ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN”	<p>Resumen: En el ITP se consideró para la elaboración de los EGPT y para los objetivos de eficiencia energética el informe preliminar de la PELP 2023 – 2027, cuando lo que está vigente, que ha sido aprobado por el Ministerio, y corresponde que sea utilizado en el ITP 2023, es la PELP 2018 – 2022 y su correspondiente actualización mediante el IAA2023.</p> <p>Revisión del ITP En la introducción del ITP se indicó que, de acuerdo al art. 87 de la Ley, lo que se debe considerar es la PELP 2018 – 2022 y sus respectivas actualizaciones (página 6):</p> <p>“[...] de acuerdo al inciso segundo del artículo 87° de la Ley, en el proceso de planificación de la transmisión debe considerarse la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio de Energía, a la cual se refiere el artículo 83° de la misma ley, y que actualmente se encuentra contenida en el Decreto Exento N° 92, de 09 de marzo de 2018, que aprobó la PELP para el periodo 2018 – 2022, instrumento que fue actualizado en conformidad a lo establecido en el inciso segundo del referido artículo 83°.”</p> <p>Sin embargo, al revisar la sección 7.3 del ITP, se observa que lo que se consideró como antecedente es el Informe Preliminar de la PELP 2023 – 2027.</p> <p>Lo anterior se verifica en las siguientes partes del ITP:</p> <p>- En la sección 7.3.1 “CRITERIOS Y VARIABLES AMBIENTALES Y TERRITORIALES Y OBJETIVOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA”, página 71, se indica “[...] se consideraron los objetivos de eficiencia</p>	Para la elaboración de los EGPT, la consideración de objetivos de eficiencia energética, y en todo lo que corresponda, se solicita considerar en el ITP la PELP 2018 – 2022 y el IAA2023, y no el informe preliminar de la PELP 2023 – 2027.	Ver respuesta a la observación 20-11.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>energética contenidos en el Informe Preliminar del proceso quinquenal 2023-2027 de la PELP[2]"</p> <p>- En la sección 7.3.4 "ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN", páginas 76 a 79, se indica:</p> <p>"[...] esta Comisión ha considerado el "Informe Preliminar del proceso quinquenal 2023-2027"5 definido en el artículo 84 de la Ley, en adelante e indistintamente "PELP 2023-2027", emitido en agosto de 2021 por el Ministerio de Energía.</p> <p>En concreto, y en conformidad a lo que se establece en el artículo 76 del Reglamento de Planificación, la consideración de la PELP, en el proceso de planificación, se traduce en la consideración de sus Escenarios Energéticos (EE) para la construcción de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT).</p> <p>[...]</p> <p>Para la conformación de los tres EGPT, esta Comisión genera la siguiente asociación de los escenarios descritos en la PELP 2023-2027:</p> <p>Ver "</p> <p>Revisión de Antecedentes Regulatorios</p> <p>Al revisar el artículo 83 del Reglamento de Transmisión (DS 37), se indica: "La Comisión deberá ajustar cada uno de los Escenarios Energéticos definidos por el Ministerio en la Planificación</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Energética, definiendo la capacidad de expansión de generación y de los S“temas de Almacenamiento de Energía, así como su localización en las distintas barras del Sistema Eléctrico para la conformación de los EGPT. [...]</p> <p>Para estos efectos, la Comisión utilizará los datos y antecedentes contenidos en el informe a que se refiere el artículo 17 del Decreto N° 134, de 2016, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo, que se encuentre vigente a la fecha de inicio del Proceso de Planificación y sus actualizaciones anuales, en caso de correspond”r.”</p> <p>Luego, al revisar el citado artículo 17 del Decreto 134 se indica:“</p> <p>”Al término del o los procesos de EAE conforme a lo indicado en el artículo anterior, y en base a los análisis realizados, el Ministerio deberá emitir un Informe Final que identificará, al menos, los Escenarios Energéticos e incluirá el o los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, identificados en el o los Informes Técnicos que resultan de interés público por ser eficientes económicamente para el suministro eléctrico, y que cumplen con la legislación ambiental y de ordenamiento territori”l.”</p> <p>También se indica en el artículo 22 del Decreto 134 que el Informe final podrá ser actualizado anualmente durante el mes de abril de cada año.</p> <p>De esta manera, el informe que se encuentra vigente corresponde a la PELP 2018 – 2022, aprobada mediante decreto exento N°92 de 9 de marzo de 2018, y actualizado mediante el Informe de Actualización de Antecedentes 2023 (IAA2023). Esto se puede verificar en el sitio web del Ministerio de Energía (https://energia.gob.cl/pelp/repositorio). En específico, en el citado</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>sitio web se indica “En particular, el IAA 2023 será considerado por la CNE para desarrollar el respectivo Plan de Expansión de la Transmisión del año 2023.”</p> <p>[2]https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_preliminar.pdf</p>		
28-02	3.1.8 “AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE”	<p>Resumen: Se indica que la obra ejerce su funcionalidad mediante el control de tensión de manera coordinada con el almacenamiento en S/E Lo Aguirre. Otras alternativas (SVC, STATCOM, por ejemplo) corresponden a infraestructura que permiten controlar tensión y no han sido evaluadas en este ITP.</p> <p>En el ITP 2023, se propone la obra “Ampliación sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”, cuyo VI referencial asciende a los 70 MM US\$. Respecto de las características técnicas de funcionamiento de la obra, en la sección 8.1.4 del ITP se indica: “Se considera la instalación de equipamiento de almacenamiento de 150 MVA/37,5MWh en S/E Ciruelos, que considere la posibilidad de realizar control de tensión de manera coordinada con el almacenamiento en S/E Lo Aguirre, mediante el intercambio de potencia reactiva (inyección u absorción, según corresponda). Asimismo, este equipamiento deberá ser diseñado y dimensionado para una operación de, al menos, 10 veces al año.”</p> <p>Conforme al Art. 102 del Reglamento de Transmisión (DS 37) se debe verificar para sistemas de Almacenamiento como activo de transmisión, entre otras cosas, que una solución a través de líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas no resulta adecuada, ya sea por eficiencia económico u oportunidad. De acuerdo a la sección 8.1.4 del ITP, el BESS propuesto en S/E</p>	Se sugiere que se definan las medidas de gestión oportunas y completas para que los eventuales retrasos en el desarrollo de obras sean mitigados apropiadamente mediante gestión. Luego, se sugiere reevaluar la obra considerando estos aspectos y retirar la obra del Plan de Expansión en caso que corresponda.	Ver respuesta a la observación 11-09.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Ciruelos realizará control de tensión de manera Coordinada con el BESS en S/E Lo Aguirre, luego, se debe evaluar todas las alternativas que permitan efectuar control de tensión de manera Coordinada (SVC, STATCOM, entre otras).		
28-03	3.1.8 "AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE"	<p>Resumen: En el ITP se identifican tres tipos de beneficios potenciales que presenta la obra propuesta. Dos de los tres tipos de beneficios se pueden gestionar mediante medidas operacionales por el Coordinador, lo que no fue evaluado en este ITP.</p> <p>En el ITP 2023, se propone la obra "Ampliación sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre", cuyo VI referencial asciende a los 70 MM US\$.</p> <p>De acuerdo a la sección 8.1.4 del ITP, se indica que los beneficios de la obra vienen por:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Actuar como respaldo ante eventuales retrasos de otras obras de ampliación. - Ampliar límite N-1 en S/E Digüeñes y en los corredores Temuco – Cautín; Cautín – Ciruelos. - Mitigar el efecto de un atraso del refuerzo del corredor Cautín – Ciruelos, que genera grandes aumentos en el costo operacional del sistema. <p>Existen medidas que activamente puede tomar el Coordinador para evitar o mitigar los retrasos en el desarrollo de obras. Se sugiere que se definan las medidas de gestión oportunas y completas para que los eventuales retrasos en el desarrollo de obras sean mitigados apropiadamente mediante gestión.</p>	Se sugiere que se definan las medidas de gestión oportunas y completas para que los eventuales retrasos en el desarrollo de obras sean mitigados apropiadamente mediante gestión. Luego, se sugiere reevaluar la obra considerando estos aspectos y retirar la obra del Plan de Expansión en caso que corresponda.	Ver respuesta a la observación 11-09.
28-04	3.1.8 "AMPLIACIÓN SISTEMA DE	De acuerdo con el Artículo 103 del Reglamento de Transmisión (DS 37), el informe técnico que contenga el Plan de Expansión debe	Se solicita disponer de todos los estudios eléctricos que	Ver respuesta a la observación 11-09.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE”	<p>incluir para cada sistema de Almacenamiento, al menos, las especificaciones que permitan cubrir los servicios de transmisión requeridos teniendo en cuenta criterios de disposición, tamaño, características técnicas, entre otros.</p> <p>No se dispone en el ITP o dentro de los Anexos del ITP los estudios eléctricos que permiten a la CNE determinar que el sistema de transmisión de 220 kV entre S/E Lo Aguirre y S/E Ciruelos se podrá operar cubriendo los servicios de transmisión requeridos con la disponibilidad del sistema BESS en S/E Ciruelos.</p> <p>En la base de datos DlgSILENT publicada como parte de los anexos del Informe, no se verifica que se haya modelado el sistema BESS en la S/E Ciruelos asociado a la obra.</p>	<p>permitan verificar que la obra propuesta permite que el sistema de 220 kV entre S/E Lo Aguirre y S/E Ciruelos opere de acuerdo a las funcionalidades indicadas en la sección 8.1.4 del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>En caso de verificar que, mediante los referidos estudios eléctricos, la obra no cumple con las funcionalidades esperadas, se solicita retirar la obra del Plan de Expansión 2023.</p>	
28-05	3.2.1 “NUEVA S/E TOMECO”	<p>Resumen: Las obras 3.1.5, 3.1.6 y 3.2.1 fueron evaluadas en conjunto con un objetivo: exportar potencial eólico identificado en la zona Charrúa. Luego, de no materializarse alguna de las obras, el valor que aporte del resto de las obras será menor que el considerado en las evaluaciones.</p> <p>En la sección 8.4.4 se indica que la obra se propone por Acceso Abierto, en particular, para proporcionar una subestación que permita el desarrollo de nuevos proyectos de generación. Se indica también “Cabe indicar que esta zona se ha consolidado como un punto de interés para el desarrollo de proyectos de generación, lo que se condice con el volumen de propuestas recibidas con el mismo objetivo.”</p> <p>El interés observado por conectar proyectos se verá reducido si las</p>	<p>Se sugiere condicionar el desarrollo de la obra 3.2.1 “NUEVA S/E TOMECO” al desarrollo de las obras 3.1.5 “AUMENTO DE CAPACIDAD Y TENDIDO DE SEGUNDO CIRCUITO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI” y 3.1.6 “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA CHARRÚA – LAGUNILLAS, TRAMO HUALQUI – PUNTO DE</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se incorpora un condicionamiento de acuerdo a lo solicitado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>obras 3.1.5 “AUMENTO DE CAPACIDAD Y TENDIDO DE SEGUNDO CIRCUITO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI” y 3.1.6 “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA CHARRÚA – LAGUNILLAS, TRAMO HUALQUI – PUNTO DE SECCIONAMIENTO DE LÍNEA” no se materializan. Esto porque el tramo Charrúa – Lagunillas no tendrá la capacidad de exportación para el potencial de más de 1500 MW de proyectos eólicos observados por la CNE en la zona (ver Figura 8-14 del ITP).</p> <p>La materialización de las obras 3.1.5 y 3.1.6 implica la transformación del tramo Charrúa – Lagunillas 1x410 MVA a un tramo de 2x600 MVA. Luego, en caso que no se materialice la obra, el interés observado por desarrollar proyectos en la zona se verá reducido de manera significativa.</p>	SECCIONAMIENTO DE LÍNEA”.	
28-06	<p>3.1.5 “AUMENTO DE CAPACIDAD Y TENDIDO DE SEGUNDO CIRCUITO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI” y</p> <p>3.1.6 “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA CHARRÚA – LAGUNILLAS, TRAMO HUALQUI – PUNTO DE</p>	<p>En la sección 8.1.3 del ITP se evalúan las obras 3.1.5, 3.1.6 y 3.2.1 en conjunto con un objetivo: exportar potencial eólico identificado en la zona Charrúa. Al respecto, la sección 8.1.3 del ITP incorpora la siguiente figura que da cuenta de la ubicación del potencial eólico en la zona (los polígonos de color verde indican la ubicación del potencial de desarrollo eólico):</p> <p>Ver Figura 74.</p> <p>Luego, no queda claro la necesidad de expandir el tramo Hualqui – Lagunillas, ya que toda la generación eólica identificada se concentra entre las S/E Hualqui, S/E Tomeco y S/E Charrúa.</p> <p>Luego, el hecho de evaluar las obras 3.1.5 y 3.1.6 en conjunto podría generar que el beneficio de ampliar el tramo Hualqui –</p>	<p>Se sugiere evaluar las obras 3.1.5 “AUMENTO DE CAPACIDAD Y TENDIDO DE SEGUNDO CIRCUITO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI” y 3.1.6 “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA CHARRÚA – LAGUNILLAS, TRAMO HUALQUI – PUNTO DE SECCIONAMIENTO DE LÍNEA” por separado, identificando en la evaluación qué proporción de la potencial generación</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Ver respuesta a la observación 20-04.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	SECCIONAMIENTO DE LÍNEA”	Charrúa esté subsidiando el costo de ampliar el tramo Lagunillas – Hualqui.	eólica que se indica en el ITP se conectará en S/E Lagunillas.	
28-07	3.1.5 “AUMENTO DE CAPACIDAD Y TENDIDO DE SEGUNDO CIRCUITO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI”	<p>Resumen: Las obras 3.1.5, 3.1.6 y 3.2.1 fueron evaluadas en conjunto con un objetivo: exportar potencial eólico identificado en la zona Charrúa. Luego, de no materializarse alguna de las obras, el valor que aporte del resto de las obras será menor que el considerado en las evaluaciones.</p> <p>En la sección 8.1.3 se analizan en conjunto las obras 3.1.5 “AUMENTO DE CAPACIDAD Y TENDIDO DE SEGUNDO CIRCUITO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI”, 3.1.6 “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA CHARRÚA – LAGUNILLAS, TRAMO HUALQUI – PUNTO DE SECCIONAMIENTO DE LÍNEA” y 3.2.1 “NUEVA S/E TOMECO”.</p> <p>Como resultado del análisis se indica:</p> <p>“A partir de lo expuesto, se promueve el desarrollo de las siguientes obras:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Lagunillas – Hualqui – Charrúa. 2. Refuerzo del primer circuito de la línea 2x220 kV Lagunillas – Hualqui – Charrúa. 3. Nueva seccionadora del tramo Charrúa – Hualqui denominada S/E Tomeco. <p>Se destaca que la seccionadora S/E Tomeco, es incorporada bajo los criterios de proyectos de expansión por acceso abierto indicados en el capítulo 8.4.”.</p> <p>Luego, las evaluaciones realizadas por la CNE de los beneficios que</p>	Se sugiere condicionar el desarrollo de la obra 3.1.5 “AUMENTO DE CAPACIDAD Y TENDIDO DE SEGUNDO CIRCUITO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI” al desarrollo de la obra 3.2.1 “NUEVA S/E TOMECO”.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se incorpora un condicionamiento de acuerdo a lo solicitado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>trae la energía evacuada por la obra 3.1.5 “AUMENTO DE CAPACIDAD Y TENDIDO DE SEGUNDO CIRCUITO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI” consideran la disponibilidad de la S/E Tomeco. En el caso que la S/E Tomeco no estuviese disponible, no sería posible la conexión de proyectos eólicos por más de 1500 MW y no se tendrían los beneficios observados en la Tabla 8-11 del ITP, por lo que la adjudicación de la obra 3.1.5 “AUMENTO DE CAPACIDAD Y TENDIDO DE SEGUNDO CIRCUITO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI” debe estar condicionada a la adjudicación de la obra 3.2.1 “NUEVA S/E TOMECO”.</p>		
28-08	3.1.6 “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA CHARRÚA – LAGUNILLAS, TRAMO HUALQUI – PUNTO DE SECCIONAMIENTO DE LÍNEA”	<p>Resumen: Las obras 3.1.5, 3.1.6 y 3.2.1 fueron evaluadas en conjunto con un objetivo: exportar potencial eólico identificado en la zona Charrúa. Luego, de no materializarse alguna de las obras, el valor que aporte del resto de las obras será menor que el considerado en las evaluaciones.</p> <p>En la sección 8.1.3 se analizan las obras 3.1.5 “AUMENTO DE CAPACIDAD Y TENDIDO DE SEGUNDO CIRCUITO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI”, 3.1.6 “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA CHARRÚA – LAGUNILLAS, TRAMO HUALQUI – PUNTO DE SECCIONAMIENTO DE LÍNEA” y 3.2.1 “NUEVA S/E TOMECO” en conjunto.</p> <p>Como resultado del análisis se indica:</p> <p>“A partir de lo expuesto, se promueve el desarrollo de las siguientes obras:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Lagunillas – Hualqui – Charrúa. 	<p>Se sugiere condicionar el desarrollo de la obra 3.1.6 “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA CHARRÚA – LAGUNILLAS, TRAMO HUALQUI – PUNTO DE SECCIONAMIENTO DE LÍNEA” al desarrollo de la obra 3.2.1 “NUEVA S/E TOMECO”.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se incorpora un condicionamiento de acuerdo a lo solicitado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2. Refuerzo del primer circuito de la línea 2x220 kV Lagunillas – Hualqui – Charrúa.</p> <p>3. Nueva seccionadora del tramo Charrúa – Hualqui denominada S/E Tomeco.</p> <p>Se destaca que la seccionadora S/E Tomeco, es incorporada bajo los criterios de proyectos de expansión por acceso abierto indicados en el capítulo 8.4.”.</p> <p>Luego, las evaluaciones realizadas por la CNE de los beneficios que trae la energía evacuada por la obra 3.1.6 “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA CHARRÚA – LAGUNILLAS, TRAMO HUALQUI – PUNTO DE SECCIONAMIENTO DE LÍNEA” consideran la disponibilidad de la S/E Tomeco. En el caso que la S/E Tomeco no estuviese disponible, no sería posible la conexión de proyectos eólicos por más de 1500 MW y no se tendrían los beneficios observados en la Tabla 8-11 del ITP, por lo que la adjudicación de la obra 3.1.6 “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA CHARRÚA – LAGUNILLAS, TRAMO HUALQUI – PUNTO DE SECCIONAMIENTO DE LÍNEA” debe estar condicionada a la adjudicación de la obra 3.2.1 “NUEVA S/E TOMECO”.</p>		
28-09	3.1.7 “NUEVO PATIO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI”	<p>Resumen: la obra propuesta permite la conexión de otra obra propuesta con anterioridad. Luego, de no materializarse la obra propuesta con anterioridad, la obra “Nuevo patio 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli” no presenta beneficios para el sistema.</p> <p>Se indica que el proyecto consiste en la construcción de un nuevo patio de 500 kV en la S/E Nueva Pichirropulli de manera de permitir la conexión de la obra “Nueva línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli” que fue establecida en el Plan de Expansión correspondiente al año 2022.</p>	Se sugiere condicionar el desarrollo de la obra 3.1.7 “NUEVO PATIO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI” al desarrollo de la obra “Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli” del Proceso de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2022.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica el ITF incorporando un condicionamiento respecto de la adjudicación de la obra.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>De no materializarse la obra “Nueva línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli”, las evaluaciones económicas realizadas en la sección 8.1.1 no serían adecuadas para fundamentar la obra “Nuevo patio 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli”, toda vez que se indica “Los efectos económicos anuales del desarrollo de la obra “Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli” se muestran en la Tabla 8-1, considerando el V.I. de construcción de la línea y del tramo de transformación 500/220 kV.”. Es decir, los análisis económicos realizados consideran el funcionamiento en conjunto de las obras indicadas. Por lo tanto, la adjudicación de la obra 3.1.7 “NUEVO PATIO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI” debe estar condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli” del Proceso de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2022.</p>		
28-10	Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2021 - “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE”	<p>Resumen: En el contexto actual del sistema, se observa que el corredor entre Parinas y Lo Aguirre se encuentra acoplado un 80% del tiempo con CMg cero durante el horario solar. Luego, el hecho de aumentar las capacidades de transferencia tiene un beneficio menor que los costos de desarrollo de la obra.</p> <p>La obra “Nuevo sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” fue definida en el Plan de Expansión 2021 con el objetivo de aumentar la capacidad de transferencias del corredor de 500 kV Parinas – Lo Aguirre.</p> <p>Mediante Decreto N°257 Exento de 2022 del Ministerio de Energía, se fijó para Licitación la obra “Nuevo sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” (en adelante, Parinas – Lo Aguirre), cuyo VI referencial asciende a los</p>	Se sugiere revisar el mérito de la obra licitada inicialmente. En caso de que no corresponda licitar la obra nuevamente, se solicita retirar la obra “AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE” del Plan de Expansión 2023.	Ver respuesta a la observación 20-06.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>211 MM US\$.</p> <p>Luego, el Coordinador declaró desierta la licitación de la obra Parinas – Lo Aguirre por superar el Valor Máximo y el Valor Margen de Reserva establecidos por la CNE.</p> <p>Considerando que:</p> <p>1) La obra se definió inicialmente, en el contexto del año 2022, para aumentar la capacidad de transferencias del corredor de 500 kV Parinas – Lo Aguirre.</p> <p>2) En los últimos 12 meses, el SEN estuvo acoplado entre S/E Parinas y S/E Lo Aguirre durante un 80% del tiempo durante el horario solar con CMg cero.</p> <p>No queda claro que la funcionalidad de la obra continúe siendo necesaria. En un contexto de CMg cero sistémico durante el día, el hecho de aumentar las capacidades de transferencia norte - sur tiene un beneficio menor que los costos de desarrollo de la obra.</p> <p>Luego, se sugiere que la CNE revise el mérito de la obra licitada inicialmente.</p>		
28-11	Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2021 - "NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS –	<p>Resumen: Dada la cercanía de la entrada en servicio de la obra con la línea HVDC, no es claro que vaya a presentar los beneficios observados en el contexto en que se definió la obra (Plan de Expansión 2021).</p> <p>En el ITF del Plan de Expansión 2021, página 134, se indicó respecto de la obra "Por otra parte, es importante destacar el hecho de que este proyecto constituye un complemento al futuro sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre [...]".</p>	En caso de que no corresponda licitar la obra nuevamente, se solicita retirar la obra "AMPLIACIÓN SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO	Ver respuesta a la observación 20-06.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	SECCIONADORA LO AGUIRRE"	<p>Adicional a lo anterior, en el proceso de Plan de Expansión 2021 se realizó la observación ID "E28-09" donde se indicó:</p> <p>"el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem "Beneficios (Base-Proyecto)" desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Ver Figura 75.</p> <p>De lo que se puede observar, existen beneficios para algunos escenarios durante el 1er año, para todos durante el 2do y 3er año, y luego presenta pérdidas durante 5 años."</p> <p>Dado que la obra se definió inicialmente el año 2022 para que esté disponible en el año 2027, considerando los plazos de licitación, adjudicación, estudio de franja y plazos constructivos, la obra recién estaría disponible en el año 2030, junto con la entrada de la línea HVDC.</p> <p>En la evaluación realizada en el año 2022, la mayoría o la totalidad de los beneficios se presentaron antes de la entrada de la línea HVDC en 4 de 5 escenarios. Con estos antecedentes no es posible indicar que la obra vaya a presentar los beneficios que se obtuvieron en la evaluación inicial, dada la cercanía con la entrada en servicio de la línea HVDC.</p> <p>y en caso de corresponder su re-licitación si se valida el mérito de la obra, no es posible indicar que la obra vaya a adjudicarse en el contexto de costos de financiamiento actual ni que vaya a</p>	AGUIRRE" del Plan de Expansión 2023.	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		presentar los beneficios que se obtuvieron en la evaluación inicial, dada la cercanía con la entrada en servicio de la línea HVDC.		

Anexos Empresa 28

Tabla 7-4: Asociación de escenarios PELP

Escenario PELP 2023-2027	EGPT
Transición Acelerada	Escenario 1
Carbono Neutralidad	Escenario 2
Recuperación	Escenario 3

Figura 73

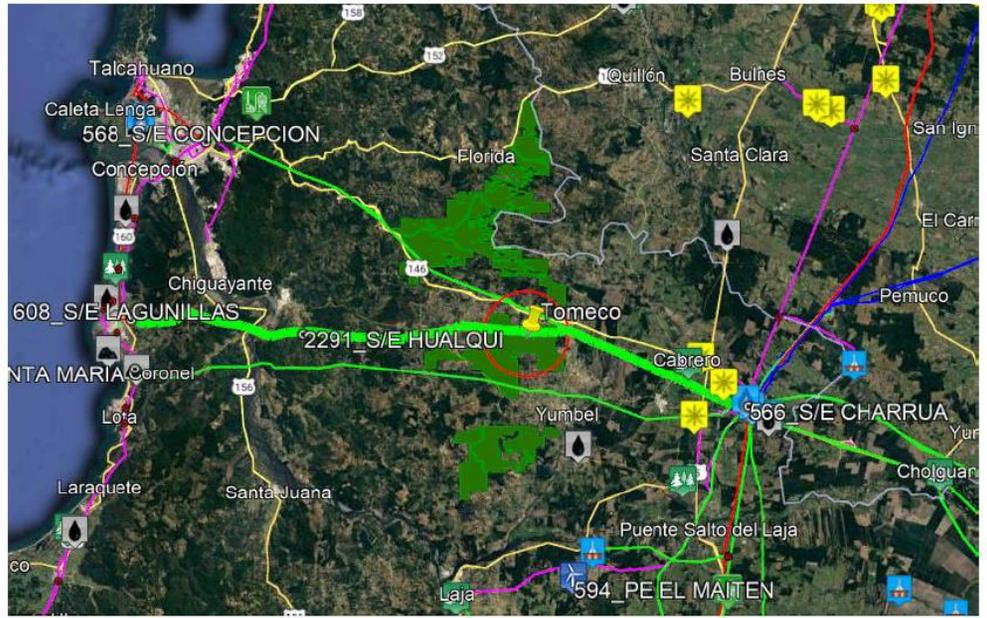


Figura 8-13: Potencial eólico EGPT zona Lagunillas – Hualqui - Charrúa

Figura 74

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	3	2	6	2	3
2028	12	12	14	13	14
2029	13	13	12	13	18
2030	8	8	7	10	6
2031	9	8	6	8	5
2032	8	5	5	7	3
2033	8	5	5	8	4
2034	7	4	3	7	2
2035	6	1	0	6	2
2036	4	1	2	3	5
2037	3	3	2	3	11
2038	4	2	2	2	11
2039	3	3	3	2	13
2040	2	6	3	1	18
2041	2	9	3	1	19
Total	35	20	20	35	95
VP Perpetuidad	36	95	43	21	264
Beneficio (Base - Proyecto)	71	115	63	56	359

Figura 75