

Respuesta a observaciones realizadas por los usuarios e instituciones interesadas inscritas en el registro de participación ciudadana al Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2024, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°686 del 20 de diciembre de 2024.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
01-01	WPD Malleco SpA	7.3.4.2 Distribución del parque de generación	<p>Se solicita cambiar distribución geográfica para los parques eólicos considerados en el escenario A. En el plan de obras se consideró que un 25% de los proyectos (4.364 MW) entrarían en operación el año 2028, del total de generadores a instalar en el horizonte de análisis (17.302 MW), y éstos se concentrarían mayoritariamente en subestaciones de la séptima región (25% del total) y la novena región (20% del total) en desmedro de la octava y la décima región. Hacemos presente que la octava y la décima región poseen potenciales eólicos similares a los de la séptima y novena región, por lo cual se debe considerar una distribución más homogénea para los nuevos proyectos a lo largo del territorio nacional.</p>	<p>Considerar una entrada en operación más homogénea para los nuevos proyectos en el horizonte temporal bajo análisis y una distribución más equitativa en el territorio nacional.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la planificación energética de largo plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022", emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía, el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma y de acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de Planificación y lo establecido en el capítulo 7 del presente Informe Técnico, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido y, a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras.</p> <p>Para las consideraciones referidas en la observación, esta Comisión hace presente que las ubicaciones y fechas de las centrales de los EGPT se determinan a través de una optimización conjunta con la transmisión y sujetas a las restricciones de las obras en desarrollo en el sistema. Por otro lado es importante relevar que las necesidades estructurales de transmisión identificadas en las regiones indicadas en la observación, han sido abordadas por obras incluidas en los decretos de expansión de procesos anteriores. En particular, entre las Regiones de la Araucanía y Los Lagos, se decretó el nuevo corredor en 500 kV Entre Ríos - Digüeñes y Digüeñes - Nueva Pichirropulli, las que actualmente se encuentran en estudio de franjas por el Ministerio de Energía. Por otro lado, para la Región del Biobío, se promueven en el presente plan la expansión obras de apoyo para la zona de Concepción. Lo anterior, en conjunto con los sistemas de 220 kV existentes y en desarrollo, habilitan la evacuación de energía renovable y mejores condiciones de abastecimiento y se complementan a través del sistema HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos y los apoyos al sistema de 500 kV Centro - Sur, promovidos en el presente proceso de expansión.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión realiza sensibilidades en la conexión</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
					<p>de las centrales de cada EGPT, asociadas a las propuestas de expansión, antecedentes de desarrollos y las respectivas observaciones presentadas por las empresas e interesados al ITP 2024, recomendado siempre a los desarrolladores a entregar los antecedentes necesarios para identificar necesidades de expansiones en zonas específicas, como pueden ser nuevos puntos de conexión y/o habilitación de mayor capacidad de transmisión local, de acuerdo a los plazos compatibles con el proceso de expansión de la transmisión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
01-02	WPD Malleco SpA	7.3.4.2 Distribución del parque de generación	<p>Se solicita cambiar distribución geográfica para los parques eólicos considerados en el escenario B. En el plan de obras se consideró que un 20% de los proyectos (4.847 MW) entrarían en operación el año 2028, del total de generadores a instalar en el horizonte de análisis (23.653 MW), y éstos se concentrarían mayoritariamente en subestaciones de la séptima región (22% del total) y la octava región (24% del total) en desmedro de la novena y la décima región.</p> <p>Hacemos presente que la novena y la décima región poseen potenciales eólicos similares a los de la séptima y octava región, por lo cual se debe considerar una distribución más homogénea para los nuevos proyectos a lo largo del territorio nacional.</p>	<p>Considerar una entrada en operación más homogénea para los nuevos proyectos en el horizonte temporal bajo análisis y una distribución más equitativa en el territorio nacional.</p>	<p>Ver respuesta a la observación 01-01.</p>
01-03	WPD Malleco SpA	7.3.4.2 Distribución del parque de generación	<p>Se solicita cambiar distribución geográfica para los parques eólicos considerados en el escenario C. En el plan de obras se consideró que un 23% de los proyectos (4.368 MW) entrarían en operación el año 2028, del total de generadores a instalar en el horizonte de análisis (19.366 MW), y éstos se concentrarían mayoritariamente en subestaciones de la séptima región (25% del total) y la octava región (26% del total) en desmedro de la novena y la décima región.</p> <p>Hacemos presente que la novena y la décima región poseen potenciales eólicos similares a los de la séptima y octava región, por lo cual se debe considerar una distribución más homogénea para los nuevos proyectos a lo largo del territorio nacional.</p>	<p>Considerar una entrada en operación más homogénea para los nuevos proyectos en el horizonte temporal bajo análisis y una distribución más equitativa en el territorio nacional.</p>	<p>Ver respuesta a la observación 01-01.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
01-04	WPD Malleco SpA	7.3.4.2 Distribución del parque de generación	Se solicita cambiar distribución geográfica para los parques eólicos considerados en el escenario D. En el plan de obras se consideró que un 27% de los proyectos (3.954 MW) entrarían en operación el año 2028, del total de generadores a instalar en el horizonte de análisis (14.716 MW), y éstos se concentrarían mayoritariamente en subestaciones de la séptima región (27% del total) y la novena región (24% del total) en desmedro de la octava y la décima región. Hacemos presente que la octava y la décima región poseen potenciales eólicos similares a los de la séptima y novena región, por lo cual se debe considerar una distribución más homogénea para los nuevos proyectos a lo largo del territorio nacional.	Considerar una entrada en operación más homogénea para los nuevos proyectos en el horizonte temporal bajo análisis y una distribución más equitativa en el territorio nacional.	Ver respuesta a la observación 01-01.
01-05	WPD Malleco SpA	7.3.4.2 Distribución del parque de generación	Se solicita cambiar distribución geográfica para los parques eólicos considerados en el escenario E. En el plan de obras se consideró que un 19% de los proyectos (4.593 MW) entrarían en operación el año 2028, del total de generadores a instalar en el horizonte de análisis (23.861 MW), y éstos se concentrarían mayoritariamente en subestaciones de la séptima región (24% del total) y la novena región (23% del total) en desmedro de la octava y la décima región. Hacemos presente que la octava y la décima región poseen potenciales eólicos similares a los de la séptima y novena región, por lo cual se debe considerar una distribución más homogénea para los nuevos proyectos a lo largo del territorio nacional.	Considerar una entrada en operación más homogénea para los nuevos proyectos en el horizonte temporal bajo análisis y una distribución más equitativa en el territorio nacional.	Ver respuesta a la observación 01-01.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
01-06	WPD Malleco SpA	8.1.2.2 Plan de Obras de Generación Relevante b) Troncal Costero	Se solicita incluir justificación del motivo del cambio entre el plan de obras de generación usado para el informe de planificación del año 2023 con el plan de obras utilizado el año 2024. Esto debido a que se muestra en el informe un adelanto relevante de obras de generación para el año 2028, en particular en la zona denominada Troncal Costero	Incluir justificación sobre a que se debe el adelanto de obras de generación para el año 2028 en la zona Troncal Costero	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la planificación energética de largo plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022", emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía, el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma y de acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de Planificación y en el capítulo 7 del presente Informe Técnico, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido, y a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras.</p> <p>En particular, para los cambios en la zona referida en la observación entre el plan de obras del informe técnico 2023 y el utilizado en el presente informe técnico 2024, es necesario destacar que los EGPT se actualizan anualmente incorporando nuevos antecedentes del desarrollo de obras y de proyecciones. Por otro lado, el adelanto de desarrollo referido en la observación solo corresponde al año de corte supuesto en los modelos de optimización, toda vez que las obras promovidas y analizadas en el presente plan de expansión tienen una fecha de puesta en servicio posterior al 2030, por lo que el cambio referido no afecta el análisis de las obras en general.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
01-07	WPD Malleco SpA	8.1.2.2 Plan de Obras de Generación Relevante b) Troncal Costero c) Charrúa - Concepción	Se solicita incluir justificación del motivo de que el plan de obras usado para el año 2024 exista una reducción de proyectos en la zona Charrúa - Concepción y un aumento de proyectos en la zona Troncal Costero para el horizonte de análisis, en comparación de lo usado en el plan de obras del año 2023	Incluir justificación del traspaso de obras observado desde la zona Charrúa - Concepción a la zona Troncal Costero	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la planificación energética de largo plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022" emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma y de acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de Planificación de la Transmisión y lo establecido en el capítulo 7 del presente Informe Técnico, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido, y a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras.</p> <p>En particular, es importante destacar que el detalle de la distribución de las centrales en las barras del sistema es similar entre los procesos de planificación comparados, ya que obedecen a la misma metodología descrita en el informe técnico. Por otro lado, los EGPT se actualizan anualmente incorporando nuevos antecedentes del desarrollo de obras y de proyecciones, y en específico para las zonas referidas, se destaca el efecto de la actualización en las fechas de puesta en servicio de las obras de 500 kV entre S/E Entre Ríos, S/E Digüeñes y S/E Nueva Pichirropulli, producto del estado de desarrollo del estudio de franjas asociado, y que restringe el desarrollo en la optimización generación-transmisión realizado en el ajuste de los escenarios energéticos PELP.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
01-08	WPD Malleco SpA	Observación General	<p>Se debe considerar en el informe una fecha de entrada en operación para cada obra considerada en el plan de expansión con objeto de aplicación del artículo 114°BIS, la cual no quede sujeta a la adjudicación de la obra. Esto debido a precaver los efectos que el atraso de la obra pueda provocar en los agentes del sistema, no quedando sujeta la consecución del derecho a un plazo variable que no tiene relación con los efectos que se busca prevenir.</p>	<p>Incluir una fecha de entrada en operación para los proyectos considerados en el Plan de Expansión con objeto de hacer exigible lo señalado en el artículo 114° BIS, la cual debe ser diferente de la fecha móvil asociada a la adjudicación de los diferentes proyectos (tal como se ha hecho a la fecha).</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Todas las obras de expansión incorporadas en el presente informe técnico, tanto del sistema de transmisión nacional como zonal, incluyen sus respectivos plazos constructivos, los cuales son finalmente incorporados en los decretos de expansión emitidos por el Ministerio de Energía. Estos plazos comienzan a correr una vez publicado el respectivo Decreto de Adjudicación de la obra.</p> <p>Dado que existen incertidumbres respecto de los hitos posteriores a la publicación del decreto de expansión, como estudios de franjas o el condicionamiento de la licitación a la ejecución de otras obras, esta Comisión considera que no es pertinente establecer una fecha específica de puesta en servicio. En su lugar, se establece un período de construcción, el cual está sujeto a observaciones y a la revisión del Panel de Expertos, y que comenzará a partir del respectivo Decreto de Adjudicación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
02-01	Conexión Kimal Lo Aguirre S.A.	<p>3.2.2 Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre-Entre Ríos.</p> <p>1. Aspectos eléctricos relevantes a considerar.</p>	<p>En el numeral 3.2.2 se indica resaltado en amarillo: 3.2.2 Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre-Entre Ríos. 3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra. “El proyecto consiste en la construcción de un nuevo sistema en corriente continua entre las subestaciones Seccionadora Lo Aguirre y Entre Ríos, mediante la construcción de una línea de transmisión HVDC de tipo bipolo con retorno metálico de una tensión, de al menos, +/- 600 kV y, al menos, 1500 MW de capacidad por polo, de forma tal de permitir una capacidad de transmisión total de, al menos, 3000 MW. A su vez, el proyecto considera la construcción de las correspondientes estaciones convertidoras en los extremos del nuevo sistema HVDC, las cuales deberán instalarse dentro de un radio de 10 km respecto de las subestaciones Seccionadora Lo Aguirre y Entre Ríos, junto con todo el equipamiento e instalaciones necesarios para su correcto funcionamiento, incluyendo los montos de compensación o soluciones tecnológicas necesarias, considerando condiciones de inercia, cortocircuito, u otro, según defina el Coordinador Eléctrico Nacional en las respectivas bases de licitación, para efectos de cumplir adecuadamente con los requerimientos de este proyecto y la normativa vigente. Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de los enlaces en corriente alterna que corresponda entre las nuevas estaciones convertidoras y las subestaciones Seccionador Lo Aguirre y Entre Ríos, justo con los paños de conexión en sus extremos”.</p>	<p>Se tienen las siguientes observaciones: 1.1 Efecto Interacción multi-infeed. Basados en la experiencia operacional en China del: i) sistema híbrido VSC/LCC, donde el extremo emisor en Kunming usa el convertidor LCC de ±800kV, y los dos extremos receptores en Guangdong y Guangxi usan el convertidor VSC de ±800kV; ii) El sistema LCC multiterminal, tres terminales con LCC de ±500 kV, de Yunnan à Guizhou à Guangdong, se tienen las siguientes recomendaciones con relación al tema de interacción multi-infeed: Dado que la red eléctrica regional de Santiago es el centro de carga del Sistema Eléctrico Nacional, tanto el proyecto HVDC Kimal - Lo Aguirre como este nuevo proyecto HVDC, formarán estructuras HVDC de alimentación multiterminal en el centro de carga. La conexión directa en AC entre el nodo eléctrico Lo Aguirre 500 kV y la nueva subestación 500 kV AC Lo Aguirre del nuevo proyecto de HVDC Lo Aguirre-Entre Ríos producirá una interacción multi-infeed muy fuerte debido a la cercanía eléctrica entre estos dos sistemas de HVDC (HVDC KILO y HVDC Lo Aguirre-Entre Ríos). Desde la perspectiva de la confiabilidad, no es recomendable que la tecnología del nuevo proyecto en Lo Aguirre sea LCC. En caso de utilizar tecnología LCC, el riesgo más grave para la operación del sistema radica en una falla de</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Si bien no se especifica la tecnología de las estaciones convertidoras en el ITP, se modifica la descripción de la obra especificando que la solución de las estaciones conversoras sea basada en VSC (<i>Voltage Source Converter</i>), de manera de asegurar un correcto funcionamiento dada las características y aportes de esta tecnología.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
				<p>conmutación simultánea de las dos convertoras en SE Lo Aguirre, provocada por una falla en el sistema AC en las cercanías de dicha subestación. Si esta falla de conmutación simultánea se prolonga durante un periodo considerable, como varios cientos de milisegundos, los sistemas HVDC se bloquearían, lo que podría desencadenar un grave problema de estabilidad dinámica en el SEN. Para mitigar el riesgo anterior se recomienda de manera fuerte que la tecnología a usar en la nueva convertora Lo Aguirre sea VSC. Si el proyecto HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos fuese con tecnología LCC, debido a una fuerte interacción multiterminal entre ambos links de HVDC se hace necesario considerar la posibilidad de instalar compensación sincrónica o compensación serie dinámica del tipo SSSC en la subestación convertora Lo Aguirre del proyecto KILO, con el fin de mitigar el riesgo de falla de conmutación como consecuencia de este efecto adicional que no está contemplado en el diseño actual del proyecto KILO.</p> <p>1.2 Coordinación de la operación. La coordinación operativa de dos enlaces HVDC multiterminales debe ser cuidadosamente considerada durante el proceso de licitación del nuevo proyecto HVDC, especialmente dadas las inversiones diarias en la dirección del flujo de potencia que ambos proyectos experimentarían. Algunos</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
				<p>escenarios de operación, como el flujo de potencia en la dirección Kimal à Lo Aguirre à Entre Ríos, podrían resultar particularmente críticos.</p> <p>En consecuencia, se sugiere incorporar una función de control de coordinación para los dos enlaces HVDC dentro del sistema operativo y de despacho del CEN cuando se inicie la construcción del nuevo enlace HVDC.</p> <p>El control de coordinación en un sistema HVDC multiterminal es importante y representa un desafío para la operación de la red, ya que incluye la gestión del flujo de potencia y el soporte a la estabilidad dinámica. Para ello, el CEN debería evaluar la posibilidad de desarrollar un subsistema independiente dedicado al control de coordinación o integrar esta funcionalidad multiterminal en su sistema de despacho existente.</p> <p>Como mínimo, este requisito debería considerarse en los planes futuros del CEN.</p> <p>1.3 Validación inyección armónica. En caso de que la tecnología de la nueva convertidora de Lo Aguirre fuese LCC, se requiere verificar la posible afectación de la inyección armónica adicional que se podría presentar sobre los filtros de AC de la SE Convertidora Lo Aguirre del proyecto Kimal - Lo Aguirre (validar que no se producirían sobrecargas o un impacto negativo en el desempeño de los filtros AC).</p> <p>1.4 Validación aporte de cortocircuito.</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
				<p>En general, lo esperado es que no se incremente de manera significativa el nivel de cortocircuito en la SE Lo Aguirre debido a la incorporación de este nuevo proyecto HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos. Lo anterior debido a que una de las cualidades de los sistemas HVDC es que poco contribuyen a los niveles de cortocircuito de la red debido a que el sistema de C&P controla rápidamente el crecimiento de la corriente de falla en el sistema de DC, con lo cual la corriente de aporte queda prácticamente limitada a un porcentaje de la corriente nominal (en general de 2 a tres veces a lo máximo).</p> <p>Con independencia de lo anterior, es recomendable que se efectúe algún cálculo mínimo inicial que soporte lo anterior y valide que no habrá afectación de las capacidades de cortocircuito de los equipos del proyecto Kimal – Lo Aguirre.</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
02-02	Conexión Kimal Lo Aguirre S.A.	<p>3.2.2 Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre-Entre Ríos.</p> <p>2. Tecnología recomendada.</p>	<p>En el numeral 3.2.2 se indica resaltado en amarillo: 3.2.2 Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre-Entre Ríos. 3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra “A su vez, el proyecto considera la construcción de las correspondientes estaciones convertidoras en los extremos del nuevo sistema HVDC, las cuales deberán instalarse dentro de un radio de 10 km respecto de las subestaciones Seccionadora Lo Aguirre y Entre Ríos, junto con todo el equipamiento e instalaciones necesarios para su correcto funcionamiento, incluyendo los montos de compensación o soluciones tecnológicas necesarias, considerando condiciones de inercia, cortocircuito, u otro, según defina el Coordinador Eléctrico Nacional en las respectivas bases de licitación, para efectos de cumplir adecuadamente con los requerimientos de este proyecto y la normativa vigente”.</p>	<p>Se recomienda el uso de tecnología VSC para el proyecto Lo Aguirre - Entre Ríos. A continuación, se describen algunas de las razones técnicas que lo justifican: Aunque la red eléctrica regional de Santiago cuenta con diversas fuentes de generación, como térmica e hidráulica, mantener la estabilidad del SEN representa un gran desafío cuando se integran fuentes de energía renovable a gran escala mediante tecnología HVDC. En particular, el soporte de potencia reactiva y la estabilidad del voltaje serán aspectos críticos para la región de Santiago, especialmente con la conexión de sistemas HVDC de 2x3000MW.</p> <p>En este contexto, para el nuevo proyecto de HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, se recomienda utilizar la tecnología VSC en la SE Lo Aguirre. Esta solución ofrece varias ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La potencia activa y reactiva son controladas por el sistema C&P. El convertidor VSC tiene la capacidad de proporcionar soporte de potencia reactiva al sistema AC, lo que contribuye a mejorar la estabilidad del sistema. • El convertidor VSC actúa esencialmente como una fuente de voltaje dentro del sistema, lo que lo hace especialmente adecuado para sistemas AC con distintos índices de robustez, ya sean fuertes o débiles. • A diferencia de la tecnología LCC, el convertidor VSC no presenta problemas asociados con fallas de conmutación, lo que representa una ventaja significativa en términos de 	<p>Ver respuesta a la observación 02-01.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
				<p>confiabilidad operativa. Actualmente, la zona de Entre Ríos cuenta con numerosas fuentes de generación hidroeléctricas, y en el futuro se proyecta una significativa incorporación de fuentes de energía renovable. Esto crea un entorno más favorable para la integración de sistemas HVDC, en comparación con el proyecto Kimal – Lo Aguirre.</p> <p>Por esta razón, tanto la tecnología de convertidores VSC como LCC son adecuadas para la estación de Entre Ríos. Sin embargo, considerando la progresiva disminución de los costos asociados a la tecnología VSC y sus ventajas operativas, también se recomienda optar por la estación convertidora VSC en este extremo del proyecto.</p> <p>Además, se observa una tendencia en el mercado hacia la eliminación gradual de la fabricación y comercialización de proyectos HVDC basados en tecnología LCC por parte de algunos fabricantes, lo que refuerza la preferencia por la tecnología VSC en nuevos desarrollos.</p> <p>Actualmente en Europa y Estados Unidos el nivel de tensión más común es de 525 kV DC para los proyectos de HVDC con tecnología VSC. Es relevante mencionar que este nivel de tensión podría ser más económico que utilizar un nivel de 600 kV DC, manteniendo a su vez la capacidad de transmisión del proyecto sin restricciones.</p> <p>Considerando el contexto anterior y en el caso que la tecnología seleccionada para el proyecto Lo</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
				<p>Aguirre-Entre Ríos fuese VSC, se recomienda considerar una tensión de 525 kV DC en lugar de 600 kV DC, ya que este es el valor más común para los fabricantes, lo que posiblemente permita que un mayor número de fabricantes participen en la oferta y en principio, a un menor costo comparado con un valor de 600 kV DC.</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
02-03	Conexión Kimal Lo Aguirre S.A.	3.2.2 Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre-Entre Ríos. 3. Aspectos normativos	En el numeral 3.2.2.1 se indica: 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.	Posterior al párrafo indicado, se propone incluir: Dado que no existe una normativa particular para sistemas HVDC que cubra temas civiles, estructurales y sísmicos, el proyecto deberá considerar los estudios de riesgo que definan la demanda sísmica asociada a cada estación convertidora, la preparación de un documento de bases particulares en base a dicha demanda, y el nuevo Anexo Técnico para Instalaciones de Alta Tensión que se estima sea publicado este año 2025.	Se acoge parcialmente la observación. En vista a la observación presentada, esta Comisión coincide en que el proyecto deberá considerar los respectivos estudios de riesgos asociado a la demanda sísmica y otros que el Coordinador considere relevantes. Es por lo anterior que, en el párrafo citado en la observación, se indica que serán las bases de licitación las que podrán definir otros requisitos mínimos para dar fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto. En consecuencia, no se considera necesario modificar el alcance de la obra en el ITF ya que, a juicio de esta Comisión, ya se habilita al Coordinador Eléctrico Nacional a solicitar los estudios necesarios para garantizar el cumplimiento de los requerimientos de la obra.
02-04	Conexión Kimal Lo Aguirre S.A.	3.2.2 Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre-Entre Ríos. 4. Plazos	En el numeral 3.2 tabla 3-2 se indica: El proyecto Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos se indica un “Plazo Constructivo” de 84 meses	Se hace presente que el plazo constructivo debería revisarse debido a los plazos que se han visto en la ejecución de proyectos similares, donde la tramitación ambiental y predial previa a comenzar la construcción, están teniendo plazos bastante extensos, dejando posteriormente menos del 50% del tiempo para ejecutar la construcción.	Se acoge la observación. Se modifica el plazo de acuerdo con lo indicado.
03-01	COLUN	ID – Obra, 37-05, Refuerzo y Cambio de Trazado LTx La Unión - Los Tambores 2x66 kV	La CNE ha rechazado la ID – Obra 37-05. Sin embargo, recomienda contrastar soluciones alternativas que tomen en cuenta requerimientos adicionales para el largo plazo. Al respecto, COLUN entiende que no se ha tomado en consideración debidamente sus proyecciones de demanda, ya informadas como fehacientes, las cuales implica que su demanda actual sube desde sus actuales 3 MVA a 12,4 MVA en el periodo de 20 años a considerar.	Incluir una nueva obra que considere seccionamiento de la línea 2*220 kV Pichirropulli-Rahue, en las cercanías de la SE Los Tambores, de modo de disponer de transformación 220/66 kV que permita alimentar la SE Los Tambores con una nueva línea 2x66 kV.	No se acoge la observación. La empresa que realizó la observación no se encuentra inscrita en el registro de participación establecido en el artículo 117 del Reglamento de Planificación. Por lo anterior, y en conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 111 del mismo cuerpo normativo, no cumple con los requisitos mínimos para formular observaciones al presente plan de expansión.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
					Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión cumple con señalar que tendrá en consideración el antecedente presentado para los respectivos análisis de las obras de expansión que se propongan en la zona.
04-01	ISA INTERCHILE S.A	3.2.2 Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos	<p>La descripción general de la obra indica lo siguiente: <i>"El proyecto consiste en la construcción de un nuevo sistema en corriente continua entre las subestaciones Seccionadora Lo Aguirre y Entre Ríos, mediante la construcción de una línea de transmisión HVDC de tipo bipolo con retorno metálico de una tensión, de al menos, ±600 kV y, al menos, 1.500 MW de capacidad por polo, de forma tal de permitir una capacidad de transmisión total de, al menos, 3.000 MW.</i> <i>A su vez, el proyecto considera la construcción de las correspondientes estaciones convertidoras en los extremos del nuevo sistema HVDC, las cuales deberán instalarse dentro de un radio de 10 km respecto de las subestaciones Seccionadora Lo Aguirre y Entre Ríos, junto con todo el equipamiento e instalaciones necesarios para su correcto funcionamiento, incluyendo los montos de compensación o soluciones tecnológicas necesarias, considerando condiciones de inercia, cortocircuito, u otro, según defina el Coordinador Eléctrico Nacional en las respectivas bases de licitación, para efectos de cumplir adecuadamente con los requerimientos de este proyecto y la normativa vigente. Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de los enlaces en corriente alterna que corresponda entre las nuevas estaciones convertidoras y las subestaciones Seccionadora Lo Aguirre y Entre Ríos, junto con los paños de conexión en sus extremos."</i></p>	<p>En la descripción se incluye como parte del alcance de la obra la incorporación de soluciones tecnológicas necesarias para resolver condiciones de inercia, cortocircuito u otro. Lo anterior impacta de manera significativa el valor de inversión referencial de la obra. Se propone eliminar este requerimiento del alcance de la obra y que sea licitado por aparte, o en su defecto incorporar los análisis para sumar su valor en la composición del valor de inversión referencial, y poder así, evaluar de mejor manera la obra.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los costos y evaluaciones presentadas por esta Comisión en el ITP consideran como base aquellas soluciones tecnológicas necesarias para el correcto funcionamiento del enlace HVDC.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se releva que las evaluaciones presentadas en el ITF consideran de igual forma las soluciones referidas, pudiendo contener diferencias debido a modificaciones a consecuencia de otras observaciones realizadas al ITP.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
04-02	ISA INTERCHILE S.A	Tabla 3-2: Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Nacional	El plazo constructivo para la obra "Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos" es de 84 meses, plazo que no incluye su incorporación en <i>Estudio de Franjas</i> .	Se solicita evaluar el incluir una sensibilidad de los beneficios del proyecto, considerando la alternativa de que el proyecto pase por el proceso de Estudio de Franjas.	Se acoge la observación. Se adiciona en los anexos del informe la evaluación solicitada, identificándose resultados netos positivos en todos escenarios.
04-03	ISA INTERCHILE S.A	7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional	Para la elaboración de este Informe Técnico, se utilizó la información contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2023-2043, en la cual la previsión de la demanda para el año 2024 es de 78.053 GWh, valor que no esta alineado con la demanda real experimentada durante el 2024.	De acuerdo con los balances mensuales publicados por el CEN para el año 2024 (hasta noviembre), los retiros para dicho año serían del orden de 79.500 GWh. En el Informe Preliminar de Previsión de Demanda Eléctrica 2024-2044, el valor para el año 2024 es 80.247 GWh. Considerando que se esta subestimando la demanda inicial, se solicita utilizar la Demanda proyectada con el valor actualizado.	No se acoge la observación. La demanda considerada en el presente Informe Técnico corresponde a la información contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2023-2043, vigente al momento de la elaboración del Plan de Expansión. De acuerdo con lo señalado en el informe, la metodología utilizada para la proyección de demanda en el proceso de planificación de la transmisión está definida en los literales b) y c) del artículo 78 del Reglamento de Planificación. En estos literales se establecen dos antecedentes principales a utilizar en la conformación de los escenarios de demanda: 1. Para los primeros años del horizonte de planificación, se debe emplear la proyección de demanda contenida en el informe definitivo de previsión de demanda vigente a la fecha de inicio del proceso de planificación. 2. Para los años siguientes, se realiza una extensión de dicha información con base en los antecedentes de previsión de demanda contenidos en los Escenarios Energéticos de la PELP y sus respectivas actualizaciones. En este contexto, el uso de balances mensuales publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional no es procedente, dado que la metodología vigente no contempla su incorporación como fuente primaria para la proyección de demanda en el proceso de planificación de la transmisión.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
04-04	ISA INTERCHILE S.A	7.3.4 Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión	<p>Los escenarios considerados en el ITP PET 2024 se basan en el Informe Final de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) para el periodo 2018 2022 y su respectivo Informe de Actualización de Antecedentes 2023 (cinco escenarios).</p> <p>A pesar de que en ITD 2023 se utilizó la misma PELP referencia, los costos de operación experimentaron un incremento significativo, aunque la tendencia observada en los costos de combustibles, la demanda y los cambios en el plan de obra no justifican un cambio de tal magnitud. Ver anexos 4 y 7 (adjunta Grafico disponible en archivo enviado)</p>	Se solicita justificar en el informe la razón del alza de los costos de la operación del sistema.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la planificación energética de largo plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022", emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma y de acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de Planificación y lo establecido en el capítulo 7 del presente Informe Técnico, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido y, a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras.</p> <p>En relación con los cambios referidos en la observación respecto del ITD 2023, es recomendable comparar aquellos valores de las bases efectivamente utilizadas en las evaluaciones de las obras del informe técnico 2023, en particular, aquellas que corrigen las fechas de aquellas obras con estudios de franja en curso, cuyos valores son similares a los observados en el presente plan. De esta forma, es posible atribuir en gran medida dichas diferencias a las actualizaciones de las fechas de puesta en servicio de obras decretadas con estudios de franja en curso. También es necesario destacar que dentro de las actualizaciones realizadas en el plan de expansión, se encuentran la demanda, los costos de combustibles, fechas de puestas en servicio, correcciones y ajustes menores a las bases de simulación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
04-05	ISA INTERCHILE S.A	7.3.10 Análisis de Operación Futura	<p>Un cambio que trajo este proceso de expansión respecto a los anteriores es la reducción de la cantidad de escenarios hidraulicos evaluados, para lo que en el informe se indica lo siguiente: <i>"El menor costo computacional, asociado a realizar simulaciones con un conjunto reducido de series, permite el análisis preliminar de un mayor número de alternativas y sensibilidades en el sistema, aumentando la envergadura de los portafolios de proyectos evaluados. La ganancia, en términos de costo computacional, se encuentra en alrededor de un 70% al considerar el conjunto de 9 series sobre las 34, permitiendo aumentar en aproximadamente 4 veces el número de simulaciones en la misma cantidad de tiempo al aprovechar el paralelismo."</i></p> <p>Cada una de las propuestas del PET 2024, tanto las promovidas como las no promovidas, fueron evaluadas únicamente con 9 hidrologías. En cambio, en procesos anteriores, todos los proyectos promovidos incluían una evaluación final con 34 hidrologías, incluso a nivel de informe técnico preliminar. Si bien el cambio parece razonable en el sentido de poder realizar una mayor cantidad de evaluaciones, en el informe no se muestra la metodología para determinar estas 9 hidrologías, de manera de dar cuenta que este subconjunto sigue siendo representativo del total de escenarios disponibles.</p> <p>Esto último cobra más relevancia pues ante las condiciones de costos de operación y costos marginales que se obtienen hacia el final del horizonte para algunos escenarios, perfectamente se podrían haber considerado más centrales genéricas.</p>	<p>No hay evidencia en los informes de la CNE de que exista un quiebre de tendencia tan drástico a largo plazo en los costos de inversión de las tecnologías utilizadas por la Comisión, como para que no se haya incrementado la cantidad de proyectos de generación genéricos de manera de obtener costos de operación y costos marginales que den cuenta de un equilibrio en el largo plazo.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la planificación energética de largo plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022", emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma, y de acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de Planificación de la Transmisión y lo establecido en el capítulo 7 del presente Informe Técnico, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido, y a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras.</p> <p>En relación con los cambios referidos en la observación respecto procesos de expansión anteriores, es recomendable comparar aquellos valores de las bases efectivamente utilizadas en las evaluaciones de las obras del informe técnico 2023, en particular, aquellas que corrigen las fechas de aquellas obras con estudios de franja en curso, cuyos valores son similares a los observados en el presente plan. De esta forma, es posible atribuir en gran medida dichas diferencias a las actualizaciones de las fechas de puesta en servicio de obras decretadas con estudios de franja en curso. También es necesario destacar que dentro de las actualizaciones realizadas en el plan de expansión, se encuentran la demanda, los costos de combustibles, fechas de puestas en servicio, correcciones y ajustes menores a las bases de simulación.</p> <p>Por otro lado, es necesario relevar que en el capítulo 7.3.10 del presente informe se incluye la metodología para selección de las 9 series de simulación utilizadas indicando que <i>"se observó el comportamiento de cada simulación respecto a las variables hidrológicas modeladas en conjunto con las series de perfiles renovables obtenidas, con el objetivo de identificar aquellas series simuladas que representan condiciones más exigentes en el sistema,</i></p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
					<p><i>permitiendo observar el comportamiento en términos de costos de operación de cada alternativa de expansión", adicionando que el "conjunto de nueve series de recursos renovables, que representan las envolventes inferiores y superiores en una ventana de interés (2029-2039) con un margen máximo de 4% en la envolvente superior, y de 9% en la envolvente inferior. De igual forma, la selección considera las condiciones intermedias, que se distribuyen dentro de los 4 rangos de percentiles (0-25, 25-50, 50-75, 75-100)".</i></p> <p>A partir de lo anterior, se destaca que a través de la metodología descrita se seleccionaron las 9 series de simulación utilizadas a partir de su comportamiento respecto de los resultados de costo operacional asociado a cada serie, comprobándose que los resultados obtenidos en cada simulación se encuentran en órdenes de magnitud y tendencias similares, siendo suficientes para identificar los beneficios expuestos en el ITP.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se incluyen en los anexos del ITF las evaluaciones considerando las 34 series de simulación disponibles para las obras descritas en el capítulo 8.1.2 y 8.1.3, que demuestran la coherencia en los resultados utilizados en las evaluaciones, destacando que estos también consideran modificaciones a consecuencia de otras observaciones del ITP, actualizándose también para dichos efectos todos los casos relevantes con 9 series de simulación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
04-06	ISA INTERCHILE S.A	7.4.8 Etapa de Análisis de Mercado Eléctrico Común	Considerando que para la ITD PET 2023 e ITP PET 2024 se utilizó la misma PELP de referencia, los costos de inversión de las tecnologías de expansión no deberían tener una variación (o al menos no esta justificado en el informe). A pesar de lo anterior, el resultado de costos marginales difiere significativamente entre ambos procesos, siendo mayor en el ITP PET 2024. Para este nivel de precios es directamente factible que se materialicen nuevas tecnologías de generación, por lo que el plan de obras de generación no está adaptado al escenario de operación. Ejemplo para el escenario E: (adjunta Grafico disponible en archivo enviado)	No queda claro el motivo para que los costos marginales sean tan diferentes a largo plazo con respecto al proceso pasado. Ver anexo 6 para mayor detalle donde se realiza la comparación gráfica con el proceso 2023. Se solicita justificar adecuadamente el alza de costos marginales así como la razón por la que no entran nuevas centrales para ese nivel de precios	Ver observación 04-04.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
04-07	ISA INTERCHILE S.A	10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS	<p>El Informe Técnico Preliminar no se recomienda la obra ID 28-01 Nueva Línea Crucero - Kimal 2x220 kV y se indica lo siguiente:</p> <p>"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 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>Para evaluar las obras propuestas por Interchile se ocupó un Caso Base diferente al usado para evaluar las obras promovidas en el ITP PET 2024 . Si bien el total de capacidad instalada en la zona es el mismo por escenario, se utilizó una distribución distinta para las centrales eólicas genéricas: para la obra promovida la capacidad instalada en Kimal 500, Kimal 220 y Calama 220 se concentró en Nueva Chuquicamata 220. Dado que la obra que resultó promovida se conecta a esta subestación, esta modificación podría estar sesgando los resultados.</p> <p>Ver anexo 1 de este archivo. (adjunta Imagen disponible en archivo enviado)</p>	<p>Se solicita evaluar la obra con el mismo caso base que la obra promovida. El proyecto se justifica debido a la cantidad de proyectos de generación en la zona, así como también a que el proyecto permite disponer de una vía independiente y de mayor capacidad directamente a Kimal</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación</p> <p>Respecto a la observación sobre la distribución de generación en los escenarios analizados, la modelación utilizada responde a una evaluación técnica que busca reflejar de manera representativa la distribución esperada de los proyectos en la zona, en función de los antecedentes disponibles al momento del estudio. La asignación de capacidad en cada caso de evaluación sigue un criterio consistente con los supuestos de expansión del sistema y no introduce sesgos en la evaluación de las distintas alternativas.</p> <p>Sin embargo, se realizó una reevaluación en el contexto del Informe Técnico Final aplicando la misma base de análisis utilizada para la obra promovida en la zona. Los resultados confirmaron la conclusión inicial, manteniendo la recomendación de no incorporar la obra en el presente proceso de planificación. Así, 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 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>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
04-08	ISA INTERCHILE S.A	10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS	<p>El Informe Técnico Preliminar no se recomienda la obra ID 28-02 Nueva Línea Miraje - Kimal 2x220 kV 600 MW y se indica lo siguiente: "Se incorpora la obra "Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata - Miraje, Energizada en 220 kV y Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Miraje - Encuentro" en el presente proceso de expansión de la transmisión, que tiene características similares a esta propuesta." La obra no fue evaluada bajo el pretexto de que se promovió una obra similar (Nueva línea Miraje Nueva Chuquicamata 2x220 kV).</p>	<p>El proyecto se justifica por la cantidad de iniciativas de generación renovable y almacenamiento en la zona, ya que permite una evacuación más directa de la oferta hacia Kimal, optimizando así tanto la oferta como la operación del sistema. En base a lo anterior y teniendo en cuenta las diferencias topológicas con la alternativa "similar" que propone la Comisión, se solicita realizar una evaluación por separado, utilizando un Caso Base común para analizar todas las alternativas.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación</p> <p>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, 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. A su vez, se realizó una sensibilidad considerando la operación de la obra Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata - Miraje, energizada en 220 kV operando por sí sola, y también considerando la operación de la obra Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata - Miraje, energizada en 220 kV, y aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Miraje - Encuentro en su conjunto. Los resultados muestran que bajo el escenario de estas sensibilidades 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, pero resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación.</p> <p>Considerando lo expuesto y que la subestación Kimal enfrenta limitaciones para futuras ampliaciones, lo que podría complicar la integración de nuevas líneas en el corto y mediano plazo, 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>No obstante, se evaluará en futuros procesos de planificación la posibilidad de considerar alternativas de expansión que no dependan exclusivamente de la subestación Kimal.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
04-09	ISA INTERCHILE S.A	10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS	<p>El Informe Técnico Preliminar no se recomienda la obra ID 28-05 Segundo transformador 500/220 kV en S/E Nueva Lagunas y se indica lo siguiente: "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, 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. 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." El límite modelado para el transformador 500/220 kV en la subestación Lagunas en el Caso Base corresponde al valor nominal (750 MW). Sin embargo, se debiese utilizar una capacidad reducida, debido a que el enmalle en la zona no permite operar el transformador al máximo de su capacidad. Los cálculos de Interchile muestran que la capacidad máxima ajustada sería de 550 MW, valor con el cual el transformador experimentaría limitaciones incluso en el escenario en que los flujos de potencia a través de este activo son de menor magnitud. El uso de 750 MW como límite en este transformador es transversal a todos los escenarios, por lo que incluso podría estar afectando a las demás propuestas. Ver anexo 2. En todos los escenarios analizados, tanto si corresponde a un Caso Base como a un caso con proyecto, hay tramos en 220 kV que se modelan sin límites de capacidad, como por ejemplo Lagunas Collahuasi 2x220 kV y Andes Oeste Laberinto 2x220 kV, los que son intervenidos por algunas de las obras propuestas por Interchile. Este parece ser un criterio generalizado en las bases de datos la CNE, con otras zonas presentando el mismo problema. En ciertos escenarios activar los límites de transmisión implicaría congestiones que no están reflejadas en el ITP PET 2024.</p>	<p>Se solicita evaluar la obra según lo indicado. El proyecto se justifica debido a la cantidad de proyectos de generación en la zona, así como también a restricciones de transmisión que se liberan producto de la instalación de los equipos de control de flujo. También al incluir un nuevo circuito entre Andes-Oeste-Laberinto, se reduce su impedancia permitiendo también aumentar la evacuación de producción eficiente desde la S/E Andes hacia el sistema, junto con la operación óptima del equipo de control de flujos.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se realiza la revisión de los límites y transferencias por el sistema de transmisión en la zona, verificando los criterios utilizados en la modelación. Finalmente, se realiza una sensibilidad en la evaluación de la obra en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema. Los nuevos resultados confirman la conclusión inicial, manteniendo la recomendación de no incorporar la obra en el presente proceso de planificación. Así, de acuerdo con los análisis realizados, 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. 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>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
04-10	ISA INTERCHILE S.A	10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS	<p>El Informe Técnico Preliminar no se recomienda la obra ID 28-04 Control de Flujos en Línea Lagunas-Collahuasi 2x220 kV y se indica lo siguiente: "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, 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. 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>En todos los escenarios analizados, tanto si corresponde a un Caso Base como a un caso con proyecto, hay tramos en 220 kV que se modelan sin límites de capacidad, como por ejemplo Lagunas Collahuasi 2x220 kV y Andes Oeste Laberinto 2x220 kV, los que son intervenidos por algunas de las obras propuestas por Interchile. Este parece ser un criterio generalizado en las bases de datos la CNE, con otras zonas presentando el mismo error (e.g . MAPA Lagunillas 2x220 kV). En ciertos escenarios activar los límites de transmisión implicaría congestiones que no están reflejadas en el ITP PET 2024. Ver anexo 8 para mayor detalle del diagrama simulado.</p>	<p>Se solicita corregir, activando los límites de transmisión y evaluar el proyecto. El proyecto se justifica debido a que permite administrar la colocación del flujo a través del tramo Lagunas - Collahuasi, permitiendo con ello controlar y optimizar la operación del sistema, además de dar respaldo ante condiciones de falla.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>La revisión de los límites y transferencias del sistema de transmisión en la zona permitió verificar los criterios empleados en la modelación. Posteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad en la evaluación de la obra, considerando su impacto en la reducción de los costos de operación y falla del sistema.</p> <p>Los nuevos resultados confirmaron la conclusión inicial, manteniendo la recomendación de no incorporar la obra en el presente proceso de planificación. De acuerdo con las sensibilidades realizadas, si bien el proyecto presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, conforme a lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe, su postergación resulta justificada al no generar beneficios netos positivos en los primeros años de operación.</p> <p>En consecuencia, el proyecto no es incorporado en el Plan de Expansión actual y será reevaluado en el siguiente proceso, a la espera de mayores antecedentes que respalden su justificación. En los anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica, obtenidos a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
04-11	ISA INTERCHILE S.A	10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS	<p>El Informe Técnico Preliminar no se recomienda la obra ID 28-05 Segundo transformador 500/220 kV en S/E Nueva Lagunas y se indica lo siguiente: "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, 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. 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." El límite modelado para el transformador 500/220 kV en la subestación Lagunas corresponde al valor nominal (750 MW). Sin embargo, se debiese utilizar una capacidad reducida, debido a que el enmalle en la zona no permite operar el transformador al máximo de su capacidad. Los cálculos de Interchile muestran que la capacidad máxima ajustada sería de 550 MW, valor con el cual el transformador experimentaría limitaciones incluso en el escenario en que los flujos de potencia a través de este activo son de menor magnitud. El uso de 750 MW como límite en este transformador es transversal a todos los escenarios, por lo que incluso podría estar afectando a las demás propuestas. Ver anexo 2. En todos los escenarios analizados, tanto si corresponde a un Caso Base como a un caso con proyecto, hay tramos en 220 kV que se modelan sin límites de capacidad, como por ejemplo Lagunas Collahuasi 2x220 kV y Andes Oeste Laberinto 2x220 kV, los que son intervenidos por algunas de las obras propuestas por Interchile. Este parece ser un criterio generalizado en las bases de datos la CNE, con otras zonas presentando el mismo error (e.g . MAPA Lagunillas 2x220 kV). En ciertos escenarios activar los límites de transmisión implicaría congestiones que no están reflejadas en el ITP PET 2024.</p>	<p>El límite modelado para el transformador 500/220 kV en la subestación Lagunas corresponde al valor nominal (750 MW). Sin embargo, se debiese utilizar una capacidad reducida, debido a que el enmalle en la zona no permite operar el transformador al máximo de su capacidad. Los cálculos de Interchile muestran que la capacidad máxima ajustada sería de 550 MW, valor con el cual el transformador experimentaría limitaciones incluso en el escenario en que los flujos de potencia a través de este activo son de menor magnitud. El uso de 750 MW como límite en este transformador es transversal a todos los escenarios, por lo que incluso podría estar afectando a las demás propuestas. Ver anexo 2. En todos los escenarios analizados, tanto si corresponde a un Caso Base como a un caso con proyecto, hay tramos en 220 kV que se modelan sin límites de capacidad, como por ejemplo Lagunas Collahuasi 2x220 kV y Andes Oeste Laberinto 2x220 kV, los que son intervenidos por algunas de las obras propuestas por Interchile. Este parece ser un criterio generalizado en las bases de datos la CNE, con otras zonas presentando el mismo error (e.g . MAPA Lagunillas 2x220 kV). En ciertos escenarios activar los límites de transmisión implicaría congestiones que no están reflejadas en el ITP PET 2024.</p>	Ver respuesta a observación 04-09

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
04-12	ISA INTERCHILE S.A	10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS	<p>El Informe Técnico Preliminar no se recomienda la obra ID 30-11 Ampliación de barras S/E Nueva Lagunas 220 kV y se indica lo siguiente:</p> <p>El proyecto fue propuesto 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. En particular, no se visualizan otros requerimientos de conexión de proyectos de generación que pudieran impulsar una obra de expansión en el presente informe. Por lo anterior, esta Comisión ha decidido no incorporar el proyecto propuesto en el presente proceso de planificación anual de la transmisión.</p>	<p>Se solicita incluir esta obra en este proceso, dado que ya existen dos solicitudes de conexión por acceso abierto. Ambos están en tramitación medio ambiental. La subestación tiene un paño disponible para una de las dos conexiones mencionadas, por lo que es necesaria la extensión de las barras en a lo menos dos diagonales.</p>	<p>No se acoge la observación</p> <p>El proyecto fue propuesto 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. En particular, no se visualizan otros requerimientos de conexión de proyectos de generación que pudieran impulsar una obra de expansión en el presente informe. Por lo anterior, esta Comisión ha decidido no incorporar el proyecto propuesto en el presente proceso de planificación anual de la transmisión.</p> <p>Lo anterior se complementa con la decisión de no promover un segundo transformador en la S/E Lagunas, ya 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 (ver respuesta a observación 04-09).</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
05-01	Bioenergías Forestales SpA	<p>1. 1.- Archivo Anexo 1: "Anexo 1 - Proyectos no Recomendados - ITP 2024.pdf". ID Obra: 07-01 Página 38 - Proyecto: "Obras de normalización: Nueva S/E Nacimiento y Normalización del Tap Off María Dolores"</p>	<p>La solicitud de nuestra representada, relacionada a incorporar el Proyecto de ampliación "Ampliación Tap Off María Dolores 220 kV" (El Proyecto), se fundamenta en la legislación vigente asociada a promover obras que aumenten la seguridad, confiabilidad y calidad de servicios a Clientes Regulados ubicados en las Comunas de Laja y Angol. El proyecto fue presentado durante la etapa de Convocatoria del presente Plan de Expansión, sin embargo, fue rechazado por la CNE en base a los siguientes argumentos:</p> <p>a) no detectar algún motivo que derive en la urgencia de su incorporación. b) contar con mejor información respecto del desarrollo de largo plazo de la zona de emplazamiento c) en base a lo anterior, definir la expansión más eficiente en futuros planes de expansión.</p> <p>Nuestra representada perseverará en su inclusión de acuerdo a los argumentos que exponemos en esta observación.</p> <p>1. Cambio en el tiempo del uso esencial de las instalaciones.</p> <p>La zona de análisis, comprendida entre las subestaciones Charrúa, Celulosa Laja, Celulosa Santa Fe y Celulosa Pacífico, ha cambiado de estar dispuesta esencialmente para la inyección de excedentes de autoprodutores y retiro de demanda libre a ser una zona esencialmente dispuesta para el abastecimiento de clientes regulados y permitir la conexión con sistemas de Transmisión Zonal. Lo anterior está correctamente representado en las siguientes dos figuras que muestran, en primer lugar, la topología de la zona dentro del periodo cuadrienal 2020 – 2023 y, en segundo lugar, la topología del periodo cuadrienal 2024 – 2027. (adjunta Imagen) Así, por medio de los siguientes proyectos desarrollados en dos planes de expansión:</p>	<p>Se solicita:</p> <p>1. incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2024, específicamente en la sección 3.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN, la obra de ampliación "Ampliación Tap Off María Dolores" cuya: i) Descripción general y ubicación de la Obra corresponderá a la siguiente: "El proyecto consiste en la ampliación del Tap Off María Dolores , transformándola en un seccionamiento de la línea 1x220 Charrúa- CMPC Santa Fe de tal forma de aumentar la confiabilidad de las instalaciones de Transmisión Nacional que permiten el abastecimiento de los Clientes Regulados conectados desde S/E Epuleufú y S/E La Señoraza, considerando la construcción de una barra principal y barra de transferencia incorporación de equipos interruptores de paño para los tramos de línea "Charrúa – María Dolores", "María Dolores – La Señoraza" y "María Dolores – Tap Nodo Nacimiento", ampliación de instalaciones comunes de patio y de subestación y al menos dos espacios disponibles para dos nuevas conexiones. La tecnología del patio corresponderá a AIS y capacidad de transferencia en barras de al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol. Las obras contemplan la expansión en sentido norte del actual Tap-Off María Dolores. El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los antecedentes presentados no aportan elementos adicionales que justifiquen la incorporación de esta obra al presente proceso de expansión. En particular, no se evidencia la urgencia del requerimiento, ya que no existen riesgos de abastecimiento en condiciones de operación normal. Más bien, la incorporación de la obra respondería a un objetivo de mejoramiento del estándar de confiabilidad de la instalación para dar cumplimiento a las exigencias normativas actuales.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, es importante señalar que la mejora de estándares técnicos en una instalación que ya cumple con los requisitos vigentes al momento de su entrada en operación no constituye, por sí sola, una razón suficiente para su incorporación en el plan de expansión. En este sentido, cabe destacar lo que dispone el inciso segundo del artículo 118 del Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión, el cual establece que no es necesario realizar adecuaciones a instalaciones existentes a la fecha de publicación de dicho anexo (14 de septiembre de 2020). Por lo tanto, la normalización de la instalación en cuestión no es obligatoria, dado que se trata de una obra previa a la entrada en vigencia de esta normativa.</p> <p>En consecuencia, la Comisión ha decidido postergar una posible obra de expansión con este propósito, priorizando su implementación en el marco de una futura intervención de la instalación por otro requerimiento. De esta manera, se busca garantizar soluciones eficientes en términos de costos y abordar de forma integral las problemáticas del sistema.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>- Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV (Decreto Nº4 / 2019) - Nueva S/E Seccionadora Epuleufú (Decreto Nº185 / 2020)</p> <p>La CNE modificó la topología para, por un lado, permitir abastecer a clientes regulados en la localidad de Laja (S/E La Señoraza) y, por otro lado, abastecer clientes regulados ubicados en la localidad de Angol (S/E Epuleufú). Estas modificaciones topológicas se vieron correctamente reflejadas en el estudio de Calificación de instalaciones del cuatrienio 2024 – 2027 (ITF contenido en la Resolución Exenta CNE Nº460 del 2024), pasando a ser instalaciones de Transmisión Dedicadas a ser instalaciones de Transmisión Nacional/Zonal. Como procederemos a exponer a continuación, el objetivo de abastecimiento queda satisfecho no así los criterios de seguridad para el abastecimiento de estos clientes regulados.</p> <p>2. Propuestas de expansión de Bioenergías Forestales SpA entregan la seguridad necesaria para cumplir los estándares para instalaciones de Transmisión Nacional</p> <p>Ante el desarrollo de las obras de Expansión “Nueva SE La Señoraza 220/66 kV” y “Nueva S/E Epuleufú 220/66 kV” nuestra representada previó a tiempo el cambio de calificación a Transmisión Nacional/Zonal de las instalaciones de transmisión comprendidas entre Charrúa, Celulosa Laja, Celulosa Santa Fe, Papeles Rio Vergara y Celulosa Pacífico y comenzó con los desarrollos de obras de expansión para las subestaciones Tap-Off María Dolores y Celulosa Santa Fe (nodo Nacimiento). Así, sometió a tramitación ambiental los siguientes proyectos:</p> <p>- Normalización y Ampliación en Subestación María Dolores 220kV, - Nueva S/E Seccionadora Nacimiento y Reconfiguración de las Conexiones del Nodo Nacimiento 220 kV.</p>	<p>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>A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.”</p> <p>2. Incorporar en la Tabla 3-1 (página 10 del ITP) los siguientes parámetros del Proyecto:</p> <p>a) Plazo Constructivo: 24 meses I. V.I. referencial (USD): US\$ 8.379.940.- b) Propietario: CMPC Pulp SpA c) Ejecución: Obligatoria</p> <p>3. Incorporar todos los análisis, cálculos y ajustes en el ITF producto de la incorporación de este Proyecto dentro del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2024.</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Ambos con fecha de ingreso a tramitación ambiental los días 20 de julio de 2023 y 23 de agosto de 2023 respectivamente. La tramitación ambiental se encuentra en la etapa final y se esperan las RCA durante el primer semestre de 2025 lo cual se puede revisar en los siguientes enlaces:</p> <p>- Normalización y Ampliación en Subestación María Dolores 220kV: https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2159629319</p> <p>- Nueva S/E Seccionadora Nacimiento y Reconfiguración de las Conexiones del Nodo Nacimiento 220 kV: https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2159853739</p> <p>Así, ambos proyectos presentados buscan entregar la confiabilidad y seguridad exigida para el abastecimiento de clientes regulados ubicados en las localidades de Laja y Angol, así como también, cumplir con estándares normativos relacionados a no disponer conexiones en derivación en instalaciones de servicio público. Con esta tramitación ambiental en curso, Bioenergías Forestales SpA realizó la respectiva presentación al proceso de Planificación de la Transmisión del año 2024 para que sean adecuadamente evaluadas y consideradas por la CNE.</p> <p>3. Propuestas de expansión de Bioenergías Forestales SpA permitirá cumplir con las definiciones legales de sistemas de Transmisión Nacional y criterios de Planificación de la Transmisión.</p> <p>Dado que el actual Tap Off María Dolores, y tramos aledaños 1x220 kV María Dolores – Charrúa y 1x220 kV Tap Off María Dolores, pertenecen al segmento de Transmisión Nacional desde el cuatrienio 2024 – 2027, estos están definidos como aquellos que:</p> <p>“...estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas” (énfasis añadido).</p> <p>Como se define en la LGSE, un sistema de Transmisión Nacional debe poseer las exigencias de calidad y seguridad con el objetivo de abastecer la totalidad de la demanda. En este caso, no promover el proyecto presentado por Bioenergías Forestales SpA equivaldría a tener un sistema cuya finalidad es diferente a la actualmente destinada de este grupo de instalaciones. Adicionalmente, uno de los objetivos de la Planificación de la transmisión indicados en el Artículo 87º, inciso segundo, corresponde efectivamente a promover obras cuyo propósito sea desarrollar un sistema eléctrico seguro.</p> <p>4. Propuestas de expansión de Bioenergías Forestales SpA se ajusta a Metodología de la Planificación establecida en el Reglamento</p> <p>El Reglamento de Planificación entrega indicaciones claras a la CNE respecto al deber de evaluar obras que promuevan mejoramiento en las condiciones de seguridad del sistema eléctrico. Así, la primera etapa del proceso de planificación, “Análisis Preliminar”, se identifican los proyectos que aumentan la seguridad y calidad de servicio, los cuales pasarán directamente a una etapa de Factibilidad técnica y valorización. La CNE simplemente omite cualquier análisis o diagnóstico de la necesidad de contar con la propuesta de obra presentada por Bioenergías Forestales SpA. Lo anterior, no se apega estrictamente a la metodología de Planificación toda vez que minimiza la urgencia de contar con un sistema confiable, seguro, selectivo y con redundancia para los clientes regulados de las localidades de Laja y Angol. Por tal motivo, la CNE debe</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>analizar ventajas de promover esta obra con tal de que formen parte del Plan de Expansión del año 2024.</p> <p>5. Propuestas de expansión de Bioenergías Forestales SpA permitirá cumplir, y a la vez aumentar, los estándares exigidos en NTSyCS</p> <p>La propuesta de expansión propuesta permitirá cumplir la exigencia normativa establecida en el Artículo 3-3j) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) la cual indica que “No se aceptarán instalaciones conectadas en derivación en líneas de los sistemas de transmisión de servicio público”.</p> <p>Actualmente, en la zona comprendida entre las subestaciones Charrúa, Celulosa Laja, Celulosa Santa Fe y Celulosa Pacífico, existen conexiones en derivación provenientes de la operación como sistema de Transmisión Dedicado de las plantas autoproductoras ubicadas en esta zona. Con el cambio de calificación y uso esencial de estas instalaciones, ahora actualmente destinadas para el abastecimiento de clientes regulados, resulta relevante adecuar las instalaciones técnicamente para que estas cumplan el estándar normativo que se les exige. Adicionalmente, el proyecto Presentado por Bioenergías Forestales SpA permitirá operar este sistema con mayor redundancia, confiabilidad y selectividad. Lo anterior, permitirá disponer a Clientes regulados con el estándar que la Ley, el Reglamento y demás Normativa eléctrica le exige.</p> <p>En razón de lo anterior, se solicita que la CNE considere el proyecto “Ampliación Tap Off Maria Dolores 220 kV” ya que este proyecto cumple con lo establecido en la Ley, Reglamento de Planificación, estándares de Seguridad y Calidad de Servicio de la NT y criterios establecidos en el respectivo informe técnico de Plan de Expansión.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
05-02	Bioenergías Forestales SpA	<p>2.- Archivo Anexo 1: "Anexo 1 - Proyectos no Recomendados - ITP 2024.pdf". ID Obra: 07-01 Página 38 - Proyecto: "Obras de normalización: Nueva S/E Nacimiento y Normalización del Tap Off María Dolores"</p>	<p>La solicitud de nuestra representada, relacionada a incorporar el Proyecto de Obra Nueva "Nueva SE Seccionadora Nacimiento 220 kV" (El Proyecto), se fundamenta en la legislación vigente asociada a promover obras que aumenten la seguridad, confiabilidad y calidad de servicios a Clientes Regulados ubicados en las Comunas de Laja y Angol. El proyecto fue presentado durante la etapa de Convocatoria del presente Plan de Expansión, sin embargo, fue rechazado por la CNE en base a los siguientes argumentos:</p> <p>a) no detectar algún motivo que derive en la urgencia de su incorporación. b) contar con mejor información respecto del desarrollo de largo plazo de la zona de emplazamiento c) en base a lo anterior, definir la expansión más eficiente en futuros planes de expansión.</p> <p>Nuestra representada perseverará en su inclusión de acuerdo a los argumentos que exponemos en esta observación.</p> <p>1. Cambio en el tiempo del uso esencial de las instalaciones.</p> <p>La zona de análisis, comprendida entre las subestaciones Charrúa, Celulosa Laja, Celulosa Santa Fe y Celulosa Pacífico, ha cambiado de estar dispuesta esencialmente para la inyección de excedentes de autoprodutores, y retiro de demanda de clientes libre, a ser una zona esencialmente dispuesta para el abastecimiento de clientes regulados y permitir la conexión con sistemas de transmisión zonal. Lo anterior está correctamente representado en las siguientes dos figuras que muestran, en primer lugar, la topología de la zona dentro del periodo cuadrienal 2020 – 2023 y, en segundo lugar, la topología del periodo cuadrienal 2024 – 2027. (adjuna Imagen)</p> <p>Figura 1: Instalaciones CMPC dispuestas esencialmente</p>	<p>Se solicita:</p> <p>1. incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2024, específicamente en la sección 3.2 OBRAS NUEVAS, la obra de expansión "Nueva SE Seccionadora Nacimiento 220 kV" cuya: i) Descripción general y ubicación de la Obra corresponderá a la siguiente: "El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Seccionadora Nacimiento, mediante el seccionamiento de la línea "1x220 kV María Dolores – S/E Celulosa Santa Fé" y reconfiguración de conexiones de las plantas de producción de celulosa "Celulosa Santa Fé" y "Planta Rio Vergara" de tal forma de aumentar la confiabilidad de las instalaciones de transmisión Nacional que permiten el abastecimiento de los Clientes Regulados conectados desde S/E Epuleufú y S/E La Señoraza. Adicionalmente, el proyecto contempla habilitar al menos dos espacios en plataforma para la conexión de nuevos proyectos e independizar las conexiones de las unidades generadoras TG1, TG2 y TG3 de S/E Celulosa Santa Fe, y unidad generadora TG4 de S/E Santa Fe Energía, con la finalidad de conectar radialmente instalaciones de generación a esta nueva subestación. La tecnología del patio corresponderá a AIS y su configuración corresponderá a barra principal y barra de</p>	<p>Ver respuesta 05-01.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>para abastecimiento de inyecciones y retiros de demanda libre</p> <p>Figura 2: Instalaciones CMPC dispuestas esencialmente para permitir el abastecimiento de Cliente regulados.</p> <p>Así, por medio de los siguientes proyectos siguientes desarrollados en dos planes de expansión:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV (Decreto N°4 / 2019) - Nueva S/E Seccionadora Epuleufú (Decreto N°185 / 2020) <p>La CNE modificó la topología para, por un lado, permitir abastecer a clientes regulados en la localidad de Laja (S/E La Señoraza) y, por otro lado, abastecer clientes regulados ubicados en la localidad de Angol (S/E Epuleufú). Estas modificaciones topológicas se vieron correctamente reflejadas en el estudio de Calificación de instalaciones del cuatrienio 2024 – 2027 (ITF contenido en la Resolución Exenta CNE N°460 del 2024). Como procederemos a exponer a continuación, el objetivo de abastecimiento queda satisfecho no así los criterios de seguridad para el abastecimiento de estos clientes regulados.</p> <p>2. Propuestas de expansión de Bioenergías Forestales SpA entregan la seguridad necesaria para cumplir los estándares para Instalaciones de transmisión Nacional</p> <p>Ante el desarrollo de las obras de Expansión “Nueva SE La Señoraza 220/66 kV” y “Nueva S/E Epuleufú 220/66 kV” nuestra representada previó a tiempo el cambio de calificación a transmisión nacional/zonal de las instalaciones de transmisión comprendidas entre Charrúa, Celulosa Laja, Celulosa Santa Fe, Papeles Río Vergara y Celulosa Pacífico y comenzó con los desarrollos de obras de expansión para las subestaciones Tap-Off Maria Dolores y Celulosa Santa</p>	<p>transferencia, con capacidad de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para al menos 5 posiciones, de manera de permitir la conexión de los nuevos paños de línea: “1x220 kV Maria Dolores – Seccionadora Nacimiento”, “1x220 kV Seccionadora Nacimiento – Celulosa Santa Fe”, “1x220 kV Seccionadora Nacimiento – Epuleufú” y al menos dos espacios para futuros proyectos.</p> <p>La subestación se deberá emplazar a aproximadamente a 2 km al sur de la S/E Celulosa Santa Fe y siguiendo el trazado de la actual línea 1x220 kV Celulosa Santa Fe – Celulosa Pacífico, dentro de un radio de 3 km respecto a ese punto.</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. 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>A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Fe (nodo Nacimiento). Así, sometió a tramitación ambiental los siguientes proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Normalización y Ampliación en Subestación María Dolores 220kV, y, - Nueva S/E Seccionadora Nacimiento y Reconfiguración de las Conexiones del Nodo Nacimiento 220 kV. <p>Ambos con fecha de ingreso a tramitación ambiental los días 20 de julio de 2023 y 23 de agosto de 2023 respectivamente. La tramitación ambiental se encuentra en la etapa final y se esperan las RCA durante el primer semestre de 2025 lo cual se puede revisar en los siguientes enlaces:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Normalización y Ampliación en Subestación María Dolores 220kV: https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2159629319 - Nueva S/E Seccionadora Nacimiento y Reconfiguración de las Conexiones del Nodo Nacimiento 220 kV: https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2159853739 <p>Así, ambos proyectos presentados buscan entregar la confiabilidad y seguridad exigida para el abastecimiento de clientes regulados ubicados en las localidades de Laja y Angol, así como también, cumplir con estándares normativos relacionados a no disponer conexiones en derivación en instalaciones de servicio público. Con esta tramitación ambiental en curso, Bioenergías Forestales SpA realizó la respectiva presentación al proceso de Planificación de la Transmisión del año 2024 para que sean adecuadamente evaluadas y consideradas por la CNE.</p> <p>3. Propuestas de expansión de Bioenergías Forestales SpA permitirá cumplir con las definiciones legales de sistemas de transmisión nacional y criterios de Planificación de la Transmisión.</p>	<p>clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.”</p> <p>2. Incorporar en la Tabla 3-2 (página 15 del ITP) los siguientes parámetros del Proyecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Plazo Constructivo: 24 meses b) V.I. referencial (USD): US\$ 8.566.521 c) Ejecución: Obligatoria <p>3. Incorporar todos los análisis, cálculos y ajustes en el ITF producto de la incorporación de este Proyecto dentro del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2024.</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Dado que en la actualidad las instalaciones cercanas al Tap Nodo Nacimiento (incluyendo instalaciones subestaciones Papeles Rio Vergara y Celulosa Santa Fe) pertenecen al segmento de transmisión nacional desde el cuatrienio 2024 – 2027, estos están definidos como aquellos que:</p> <p>“...estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas” (énfasis añadido).</p> <p>Como es definido en la LGSE, un sistema de transmisión Nacional debe poseer las exigencias de calidad y seguridad con el objetivo de abastecer la totalidad de la demanda. En este caso, no promover el proyecto presentado por Bioenergías Forestales SpA equivaldría a tener un sistema cuya finalidad era diferente a la actualmente destinada de este grupo de instalaciones. Adicionalmente, uno de los objetivos de la Planificación de la transmisión indicados en el Artículo 87º, inciso segundo, corresponde efectivamente a promover obras cuyo propósito sea desarrollar un sistema eléctrico seguro.</p> <p>4. Propuestas de expansión de Bioenergías Forestales SpA se ajusta a Metodología de la Planificación establecida en el Reglamento</p> <p>El Reglamento de Planificación entrega indicaciones claras a la CNE respecto al deber de evaluar obras que promuevan mejoramiento en las condiciones de seguridad del sistema eléctrico. Así, la primera etapa del proceso de planificación, “Análisis Preliminar”, se identifican los proyectos que aumentan la seguridad y</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>calidad de servicio, los cuales pasarán directamente a una etapa de Factibilidad técnica y valorización. La CNE simplemente omite cualquier análisis o diagnóstico de la necesidad de contar con la propuesta de obra presentada por Bioenergías Forestales SpA. Lo anterior, no se apega estrictamente a la metodología de Planificación toda vez que minimiza la urgencia de contar con un sistema confiable, seguro, selectivo y con redundancia para los clientes regulados de las localidades de Laja y Angol. Por tal motivo, la CNE debe analizar ventajas de promover esta obra con tal de que formen parte del Plan de Expansión del año 2024.</p> <p>5. Propuestas de expansión de Bioenergías Forestales SpA permitirá cumplir, y a la vez aumentar, los estándares exigidos en NTSyCS</p> <p>La propuesta de expansión propuesta permitirá cumplir la exigencia normativa establecida en el Artículo 3-3j) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyC) la cual indica que “No se aceptarán instalaciones conectadas en derivación en líneas de los sistemas de transmisión de servicio público”. Actualmente, en la zona comprendida entre las subestaciones Charrúa, Celulosa Laja, Celulosa Santa Fe y Celulosa Pacífico, existen conexiones en derivación provenientes de la operación como sistema de transmisión dedicado de las plantas autoproductoras ubicadas en esta zona. Con el cambio de calificación y uso esencial de estas instalaciones, ahora actualmente destinadas para el abastecimiento de clientes regulados, resulta relevante adecuar las instalaciones técnicas para que estas cumplan el estándar normativo que se les exige. Adicionalmente, el proyecto Presentado por Bioenergías Forestales SpA permitirá operar este sistema con mayor redundancia, confiabilidad y selectividad. Lo anterior, permitirá disponer a Clientes regulados con el estándar que la Ley, Reglamento y Normativa eléctrica le exige.</p> <p>En razón de lo anterior, se solicita que la CNE considere el proyecto “Nueva SE Seccionadora Nacimiento 220</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			kV” ya que este proyecto cumple con lo establecido en la Ley, Reglamento de Planificación, estándares de Seguridad y Calidad de Servicio de la NT y criterios establecidos en el respectivo informe técnico de Plan de Expansión.		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
05-03	Bioenergías Forestales SpA	1.- Sección 5 del ITP "Modificación de Obras Establecidas con Anterioridad". Inclusión de modificaciones a Proyecto "Nueva S/E Seccionadora La Invernada"	<p>La presente observación se sustenta en la habilitación reglamentaria establecida en el artículo 75º del Reglamento de Planificación (Decreto Nº37 del 2021) relacionada a la posibilidad de que la CNE pueda modificar las especificaciones originalmente establecidas en nuevo proceso de Planificación de la transmisión. Las obras para las cuales se solicitará modificar las especificaciones originalmente establecidas corresponden a las siguientes (en adelante, Los Proyectos):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Obra Nueva "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" contenida en el Decreto de Expansión Nº229 del año 2021 - Obra Ampliación "Ampliación SE Celulosa Pacífico 220 kV (BPS)" contenida en el Decreto de Expansión Nº 185 del año 2021 y modificada en el Decreto Nº200 del 2022. <p>Lo anterior, se motiva debido a que estas obras, licitadas en forma conjunta por parte del Coordinador en los dos últimos procesos licitatorios, no han presentado ofertas para su adjudicación. Acarreando con lo anterior, dos procesos licitatorios desiertos y un retraso de obras que pone en riesgo el abastecimiento y seguridad para el abastecimiento de Cliente regulados. Por tal motivo, adecuaciones de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las descripciones de proyectos, - Los plazos constructivos, - Los valores de Inversión y COMA, y, - Las condiciones de condicionamiento. <p>Resulta relevante para desarrollar próximamente los procesos licitatorios respectivos de forma exitosa.</p> <p>Nuestro requerimiento se sustenta en los siguientes fundamentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) La solicitud de ajuste se sustenta en razones económicas. 	<p>Se solicita:</p> <p>1. Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2024, específicamente en la sección 5 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS CON ANTERIORIDAD, la nueva sección 5.4 "Decreto 229/2021", el nuevo numeral 5.4.1. "Nueva SE Seccionadora La Invernada", y siguientes:</p> <p>Modificaciones:</p> <p>a) Modifíquese la descripción del proyecto descrita en el numeral 1.2.a) del Decreto Exento Nº 229 del 2021 por el siguiente:</p> <p>"El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada La Invernada, mediante el seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco - Los Peumos y la interconexión con la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico, con sus respectivos paños de línea en la nueva SE Seccionadora La Invernada, patio en 220 kV y nuevo paño de Línea "1x220 kV La Invernada – Celulosa Pacífico".</p> <p>Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación La Invernada, con capacidad de transmisión de, al menos, 530 MVA a 35°C con sol. La configuración del patio de 220 kV de la subestación La Invernada corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA, con 75°C en</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión estima que es necesario modificar los alcances de la obra. Los cambios serán incorporados en el Informe Técnico Final 2024, donde se detallarán los nuevos alcances, similares a los solicitados en esta observación y su respectiva justificación técnica que respalda su implementación. Sin perjuicio de lo anterior, el V.I. referencial que se calcula para las obras de expansión, en sus respectivos planes de expansión de la transmisión, es obtenido con la información que se tuvo a la vista en la fecha de publicación del informe técnico y en ningún caso es vinculante respecto de los valores que se oferten en los procesos de licitación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Una de las razones por las cuales Los Proyectos han sido declarados desiertos radica en la señal de precio (VI referencial) establecida en los respectivos Decretos de Expansión. Así, nuestra representada participó en el proceso licitatorio del año 2024 preparando los antecedentes necesarios para la presentación de Ofertas Técnicas, Administrativas y Económicas. De las cotizaciones realizadas y evaluación económica de los proyectos se pudo constatar que los VI referenciales distan bastante de los establecidos en los respectivos Decretos de Expansión. Así, para la obra “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” se obtuvo un VI 128% mayor al VI referencial. Por otro lado, para la obra “Ampliación SE Celulosa Pacífico 220 kV (BPS)” se obtuvo un VI 80% mayor al VI referencial.</p> <p>Establecer los respectivos valores de inversión de acuerdo con realidades de precio de mercado entregaría señales correctas a futuros oferentes en próximos procesos licitatorios por estas obras.</p> <p>Antecedentes de la oferta EPC de los proyectos es enviada a la CNE junto con esta presentación para su consideración y análisis. Ver archivo “Oferta Economica RO.xlsx”.</p> <p>b) La solicitud de ajuste se sustenta en plazos constructivos no acordes con las exigencias de tramitación ambiental.</p> <p>La evaluación de los plazos constructivos realizada por mi representada en el proceso de preparación de ofertas por la licitación del año 2024, entregó como resultado plazos de desarrollo de los proyectos no acorde a las exigencias de tramitación de permisos y evaluaciones ambientales necesarias. Así, en el desarrollo de pre evaluación ambiental de la obra “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” se visualiza la necesidad de desarrollar un Estudio de Impacto Ambiental y consulta indígena. Lo anterior sustentado en la zona de emplazamiento con presencia mayoritariamente de comunidades indígenas. Esto se</p>	<p>el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar la construcción de dos medias diagonales para el seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco - Los Peumos y una media diagonal para la interconexión con la línea 1x220 kV La Esperanza - Celulosa Pacífico, la cual completará una de las medias diagonales asociadas al seccionamiento, y espacios con terreno nivelado para tres futuras diagonales. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción, el espacio en plataforma para la conexión de nuevos proyectos y el terreno nivelado indicado.</p> <p>La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 23 km de la S/E Mulchén siguiendo el tendido de la línea 1x220 kV Duqueco - Los Peumos, dentro de un radio de 3 kilómetros desde dicho punto.</p> <p>El proyecto incluye también 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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>puede revisar con mayor detalle en el archivo KMZ adjunto a esta presentación (ver archivo “SE La Invernada.kmz”). Por tal motivo, el plazo constructivo para este proyecto debe ser 60 meses. Por otro lado, de la evaluación de nuestra representada por el desarrollo de la obra de ampliación “Ampliación SE Celulosa Pacífico 220 kV (BPS)” es recomendable ajustar y adicionar un plazo total de desarrollo de 36 meses en lugar de 30. Lo anterior, fundamentado en tener las holguras en plazo constructivo para: trabajos próximos a instalaciones energizadas, realizar desconexiones programadas, etc.</p> <p>c) La solicitud de ajuste se sustenta en la búsqueda de eficiencias relacionadas a los condicionamientos de obras considerados.</p> <p>Actualmente, el proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” posee los siguientes condicionamientos respecto a la adjudicación de las siguientes obras:</p> <p>a) “Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)” b) “Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)” c) “Nueva S/E Seccionadora Epuleufu” d) “Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu”</p> <p>Las obras individualizadas en los literales b), c) y d) anterior se encuentran en desarrollo y con entrada en operación estimada para abril 2025.</p> <p>Dada la propuesta de ajuste en plazos del proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” a 60 meses, no resulta eficiente licitar en conjunto una obra que posea menores tiempo de desarrollo. Lo anterior equivaldría a tener que remunerar la obra de ampliación 24 meses antes de facilitar la conexión de la futura Línea “1x220 kV La Invernada – Celulosa Pacífico”, por tanto, el desarrollo del proyecto “Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)” puede ser desplazado en función de la certeza respecto a la adjudicación de la Obra nueva “Nueva S/E Seccionadora La Invernada”.</p>	<p>deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros. A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.</p> <p>La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras. Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.</p> <p>Por su parte, será de responsabilidad de los propietarios</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Por lo anterior, se propone eliminar completamente el literal d) "Licitación" de la descripción de obra "Nueva S/E Seccionadora La Invernada".</p> <p>d) La solicitud de ajustes se sustenta en ajustar descripciones de obras para precisar detalles técnicos.</p> <p>Al realizar la preparación de la Oferta Técnica dentro del proceso de licitación del año 2024, se identifican mejoras en las descripciones de proyectos que entregarían mayores precisiones respecto a los alcances técnicos que deben ser traspasados a las respectivas Bases de Licitación. Lo anterior, involucra especificar con mayor detalle lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Espacios disponibles para paño en S/E Celulosa Pacífico para la conexión de la futura línea "1x220 kV La Invernada – Celulosa Pacífico" - Utilización de la actual línea "1x220 kV Esperanza – Celulosa Pacífico" - Otros. <p>Dado los argumentos expuestos anteriormente, se solicita que en el respectivo plan de Expansión sea modificada la Obra "Nueva SE Seccionadora La Invernada" de acuerdo a la habilitación reglamentaria del artículo 75º del Reglamento de Planificación.</p>	<p>de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. 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>b) Modifíquese la Entrada en operación del proyecto descrita en el numeral 1.2.b) del Decreto Exento Nº 229 del 2021 por el siguiente: "El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96º de la ley".</p> <p>c) Modifíquese el Valor de Inversión (V.I) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales descritos en el numeral 1.2.c) del Decreto Exento Nº 229 del 2021 por el siguiente: "El V.I. referencial del proyecto es de 17.262.869 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.</p> <p>El C.O.M.A. referencial se establece en 498.897 dólares (2,89% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América".</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
				<p>Elimínese: a) Elimínese el numeral 1.2.d) del Decreto Exento N° 229 del 2021. Lo anterior justificado por los argumentos expuestos en la columna "Observación".</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
05-04	Bioenergías Forestales SpA	2.- Sección 5 del ITP "Modificación de Obras Establecidas con Anterioridad". Inclusión de modificaciones a Proyecto "Ampliación SE Celulosa Pacífico 220 kV (BPS)"	<p>La presente observación de nuestra representada se sustenta en la habilitación reglamentaria establecida en el artículo 75º del Reglamento de Planificación (Decreto Nº37 del 2021) relacionada a la posibilidad de que la CNE pueda modificar las especificaciones originalmente establecidas en nuevo proceso de Planificación de la transmisión. Las obras para las cuales se solicitará modificar las especificaciones originalmente establecidas corresponden a las siguientes (en adelante, Los Proyectos):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Obra Nueva "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" contenida en el Decreto de Expansión Nº229 del año 2021 - Obra Ampliación "Ampliación SE Celulosa Pacífico 220 kV (BPS)" contenida en el Decreto de Expansión Nº 185 del año 2021 y modificada en el Decreto Nº200 del 2022. <p>Lo anterior, se motiva debido a que estas obras, licitadas en forma conjunta por parte del Coordinador en los dos últimos procesos licitatorios, no han presentado ofertas para su adjudicación. Acarreando con lo anterior, dos procesos licitatorios desiertos y un retraso de obras que pone en riesgo el abastecimiento y seguridad para el abastecimiento de Cliente regulados. Por tal motivo, adecuaciones de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las descripciones de proyectos, - Los plazos constructivos, - Los valores de Inversión y COMA, y, - Las condiciones de condicionamiento. <p>Resulta relevante para desarrollar próximamente los procesos licitatorios respectivos de forma exitosa.</p> <p>Nuestro requerimiento se sustenta en los siguientes fundamentos que exponemos a continuación:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) La solicitud de ajuste se sustenta en razones económicas. 	<p>Se solicita:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2024, específicamente en la sección 5 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS CON ANTERIORIDAD, la nueva sección 5.5 "Decreto 185/2021 modificada por Decreto 200/2022", el nuevo numeral 5.5.1. "Ampliación SE Celulosa Pacífico 220 kV (BPS)", y siguientes: <p>Modificaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Modifíquese la descripción del proyecto descrita en el numeral 2.3.19 a) del Decreto Exento Nº 185 del 2021 por el siguiente: "El proyecto consiste en la ampliación del patio de 220 kV e instalaciones comunes de la subestación Celulosa Pacífico, mediante la construcción de una nueva sección de barra, tal que su configuración resulte en barra principal seccionada, de manera de permitir la conexión de la línea 1x220 kV Epuleufu – Celulosa Pacífico, el espacio para la conexión de la línea 1x220 kV La Invernada Celulosa Pacífico y espacio para la conexión de, al menos, un nuevo proyecto en la zona en esta nueva sección de barra. <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</p>	Ver respuesta ID 05-03.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Una de las razones por las cuales los proyectos han sido declarados desiertos radica en la señal de precio (VI referencial) establecida en los respectivos Decretos de Expansión. Así, nuestra representada participó en el proceso licitatorio del año 2024 preparando los antecedentes necesarios para la presentación de Ofertas técnicas, administrativas y económicas. De las cotizaciones realizadas y evaluación económica de los proyectos se pudo constatar que los VI referenciales distan bastante de los establecidos en los respectivos Decretos de Expansión. Así, para la obra “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” se obtuvo un V.I 128% mayor al V.I referencial. Por otro lado, para la obra “Ampliación SE Celulosa Pacífico 220 kV (BPS)” se obtuvo un V.I 80% mayor al V.I referencial.</p> <p>Establecer los respectivos valores de inversión de acuerdo con realidades de precio de mercado entregaría señales correctas a futuros oferentes en próximos procesos licitatorios por estas obras.</p> <p>Antecedentes de la oferta EPC de los proyectos es enviada a la CNE junto con esta presentación para su consideración y análisis. Ver archivo “Oferta Economica RO.xlsx”.</p> <p>b) La solicitud de ajuste se sustenta en plazos constructivos no acordes con las exigencias de tramitación ambiental.</p> <p>La evaluación de los plazos constructivos realizada por mi representada en el proceso de preparación de ofertas por la licitación del año 2024, entregó como resultado plazos de desarrollo de los proyectos no acorde a las exigencias de tramitación de permisos y evaluaciones ambientales necesarias. Así, en el desarrollo de pre evaluación ambiental de la obra “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” se visualiza la necesidad de desarrollar un Estudio de Impacto Ambiental y consulta indígena. Lo anterior sustentado en la zona de emplazamiento con presencia mayoritariamente de comunidades indígenas. Esto se</p>	<p>de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.</p> <p>A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones”.</p> <p>b) Modifíquese la Entrada en operación del proyecto descrita en el numeral 2.3.19.b) del Decreto Exento Nº 185 del 2021 por el siguiente: “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>c) Modifíquese el Valor de Inversión (V.I) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales descritos en el numeral 2.3.19.c) del Decreto Exento Nº 185 del 2021 por el siguiente: “El V.I. referencial del proyecto es de 8.033.619 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.</p> <p>El C.O.M.A. referencial se establece en 232.172 dólares (2,89% del V.I.</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>puede revisar con mayor detalle en el archivo KMZ adjunto a esta presentación (ver archivo “SE La Invernada.kmz”). Por tal motivo, el plazo constructivo para este proyecto debe ser 60 meses. Por otro lado, de la evaluación de nuestra representada por el desarrollo de la obra de ampliación “Ampliación SE Celulosa Pacífico 220 kV (BPS)” es recomendable ajustar y adicionar un plazo total de desarrollo de 36 meses en lugar de 30. Lo anterior, fundamentado en tener las holguras en plazo constructivo para: trabajos próximos a instalaciones energizadas, realizar desconexiones programadas, etc.</p> <p>c) La solicitud de ajuste se sustenta en la búsqueda de eficiencias relacionadas a los condicionamientos de obras considerados.</p> <p>Actualmente, el proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” posee los siguientes condicionamientos respecto a la adjudicación de las siguientes obras:</p> <p>a) “Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)” b) “Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)” c) “Nueva S/E Seccionadora Epuleufu” d) “Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu”</p> <p>Las obras individualizadas en los literales b), c) y d) anterior se encuentran en desarrollo y con entrada en operación estimada para abril 2025.</p> <p>Dada la propuesta de ajuste en plazos del proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” a 60 meses, no resulta eficiente licitar en conjunto una obra que posea menores tiempo de desarrollo. Lo anterior equivaldría a tener que remunerar la obra de ampliación 24 meses antes de facilitar la conexión de la futura Línea “1x220 kV La Invernada – Celulosa Pacífico”, por tanto, el desarrollo del proyecto “Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)” puede ser desplazado en función de la certeza respecto a la adjudicación de la Obra nueva “Nueva S/E Seccionadora La Invernada”.</p>	<p>referencial), moneda de los Estados Unidos de América”.</p> <p>d) Modifíquese el condicionamiento de la Obra descrita en el numeral 2.3.19.d) del Decreto Exento N°185 del 2021 por el siguiente:</p> <p>“El inicio de la Licitación de esta obra quedará condicionada a la publicación en el Diario Oficial el respectivo Decreto que Fija la empresa adjudicataria de la obra “Nueva S/E Seccionadora La Invernada”.</p> <p>Lo anterior justificado por los argumentos expuestos en la columna “Observación”.</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Por lo anterior, se propone modificar el literal d) "Licitación" de la descripción de obra "Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)" en el sentido de desplazar el inicio de la respectiva licitación una vez que sea publicado en el Diario Oficial el respectivo Decreto que Fija la empresa adjudicataria de la obra "Nueva S/E Seccionadora La Invernada".</p> <p>e) La solicitud de ajustes se sustenta en ajustar descripciones de obras para precisar detalles técnicos.</p> <p>Al realizar la preparación de la Oferta Técnica dentro del proceso de licitación del año 2024, se identifican mejoras en las descripciones de proyectos que entregarían mayores precisiones respecto a los alcances técnicos que deben ser traspasados a las respectivas Bases de Licitación. Lo anterior, involucra especificar con mayor detalle lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Espacios disponibles para paño en S/E Celulosa Pacífico para la conexión de la futura línea "1x220 kV La Invernada – Celulosa Pacífico" - Utilización de la actual línea "1x220 kV Esperanza – Celulosa Pacífico" - Otros. <p>Dado los argumentos expuestos anteriormente, se solicita que en el respectivo plan de Expansión sea modificada la Obra "Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)" de acuerdo a la habilitación reglamentaria del artículo 75º del Reglamento de Planificación.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
06-01	Atlas Development Chile SpA	Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID-Obra 30-09. Ampliación de Barras S/E Frutillar Norte 220 kV	<p>I. Antecedentes de la obra La obra "Ampliación de Barras S/E Frutillar Norte 220 kV" consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la S/E Frutillar Norte, cuya configuración corresponde a Interruptor y Medio, para una nueva diagonal, de manera de permitir la conexión de futuros proyectos de generación y de sistemas de almacenamiento, en particular de los proyectos que Atlas pretende desarrollar, a saber, el proyecto parque eólico Puerto Octay (100 MW) y el proyecto de almacenamiento BESS El Molino (150 MW), así como otros proyectos que se desarrollen en la región de Los Lagos, la cual goza de un gran potencial para la generación de energía eléctrica de naturaleza eólica.</p> <p>La Comisión Nacional de Energía ("CNE") consideró a la obra "Ampliación de barra S/E Frutillar Norte 220 kV" dentro de los proyectos no recomendados por estimar que no cumplía los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto descritos en la sección 7.4.2. del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2024 ("ITP de 2024"), indicando que "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" (Anexo 1 Proyectos no recomendados, del ITP de 2024, ID Obra 30-09, p. 64). Conforme se expondrá, la obra "Ampliación de barras S/E Frutillar Norte 220 kV" sí cumple los requerimientos de la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, y con los demás requisitos para ser incorporada como una obra de ampliación, por lo que se solicita a la CNE incluirla en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2024 ("ITF de 2024").</p> <p>II. Fundamentos técnicos-económicos por los que la obra debe ser incluida en el ITF de 2024 La CNE decidió no incorporar el proyecto "Ampliación de Barras S/E Frutillar Norte 220 kV" fundado, únicamente, en que no existiría coherencia entre los</p>	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Ampliación de Barras S/E Frutillar Norte 220 kV sea incorporada en el ITF de 2024, como obra de ampliación del sistema de transmisión nacional, de propiedad de Transelec S.A.1, con un plazo constructivo de 24 meses, contados desde la publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto de adjudicación, cuyo Valor de Inversión ("V.I") referencial sea de USD 1,2 millones (uno coma dos millones de dólares de Estados Unidos de América).</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En virtud de los antecedentes presentados en esta observación, en conjunto con el análisis de solicitudes de acceso abierto que mantiene el Coordinador, se evidencia el nivel de interés por el desarrollo de proyectos en torno a la S/E Frutillar Norte. Adicionalmente este proyecto va en línea con otra necesidad del sistema por concepto de suficiencia en los sistemas de transmisión zonal. Por lo tanto, se acoge la incorporación de una obra de ampliación en la S/E Frutillar Norte, con alcances similares a los de este requerimiento.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>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>No obstante, para la ampliación de las barras, se consideró un plazo de 36 meses desde que se presentó la propuesta hasta que se emite el decreto de adjudicación, más un plazo 24 meses de construcción, contados desde la emisión del referido decreto. Ambos plazos se consideran realistas e implicarían que la obra de ampliación entraría en operación a fines de 2028.</p> <p>A fin de abordar el fundamento del rechazo de la CNE en esta observación: (i) se hacen precisiones respecto de la fecha de entrada en operación de los proyectos de generación y almacenamiento; (ii) se da cuenta de que distintos proyectos de generación de energía eólica no han podido ejercer debidamente el régimen de acceso abierto a las instalaciones de servicio público, por no existir posiciones para ello en la S/E Frutillar Norte 220 kV; (iii) se expone el vertimiento de la producción de energía eléctrica (que debería ser inyectada en la S/E Frutillar Norte 220 kV), el cual podría ser mitigado con proyectos de almacenamiento como el BESS El Molino y el Parque Eólico Casma; (iv) se da cuenta de que la entrada en operación de proyectos de generación que ya cuentan con autorización de conexión definitiva por parte del Coordinador Eléctrico Nacional ("Coordinador"), podría aumentar los niveles de vertimiento en la medida en que no se cuente con sistemas de almacenamiento; y, (v) se destaca el potencial eólico de la región de Los Lagos y la necesidad de establecer las condiciones apropiadas para que sea explotado, por ejemplo, entregando señales a futuros inversionistas de que, en la medida en que existan requerimientos de transmisión, éstos serán abordados por el planificador, todo lo cual también redundaría en el cumplimiento de los objetivos de carbono neutralidad asumidos por el Estado de Chile.</p> <p>En primer lugar, se hace presente que la conexión del proyecto parque eólico Puerto Octay está prevista para el año 2030 y la del proyecto BESS El Molino está prevista para el año 2029, es decir, con posterioridad a</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>la entrada en operación de la obra de ampliación promovida, por lo que sí existe coherencia entre los plazos de los proyectos de generación y de almacenamiento y el plazo de la obra de ampliación. En segundo lugar, hacemos presente que la S/E Frutillar Norte 220 kV es una instalación a la que distintos promotores de proyectos de generación han intentado, sin éxito, conectarse. Como consecuencia de ello, más de 600 MW de energía renovable no convencional no han podido ser inyectados al Sistema Eléctrico Nacional ("SEN").</p> <p>En concreto, el Coordinador ha rechazado la conexión a la S/E Frutillar Norte 220 kV por no existir posiciones disponibles en ella, de los siguientes proyectos de generación y de almacenamiento:</p> <p>(i) Parque Eólico Los Pellines, de 190,4 MW, promovido por Tegualda SpA, cuya conexión fue rechazada por el Coordinador a través de carta DE 01812-21, de fecha 21 de abril de 2021;</p> <p>(ii) BESS El Molino, de 150 MW, promovido por Alhambra Solar SpA (del Grupo Atlas), cuya conexión fue rechazada por el Coordinador a través de carta DE 02220-24, de fecha 30 de abril de 2024; y,</p> <p>(iii) Parque Eólico Casma, de 231 MW, y con un sistema de almacenamiento con capacidad de 300 MW (60 MW por 5 horas), promovido por EDF EN Chile SpA ("EDF"), cuya conexión fue rechazada por el Coordinador a través de carta DE 05111-24, de fecha 4 de octubre de 2024.</p> <p>En tercer lugar, adicional a la problemática de proyectos que no han podido conectarse a la S/E Frutillar Norte 220 kV, los proyectos que sí han podido conectarse a ella están experimentando significativos niveles de vertimiento de su producción, algo que podría ser mitigado con sistemas de almacenamiento como los promovidos por Alhambra Solar SpA (BESS El Molino) y EDF (Parque Eólico Casma y su sistema de almacenamiento).</p> <p>Ejemplo de lo anterior es el Parque Eólico Puelche Sur,</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>de 152,4 MW, propiedad de AR Puelche Sur SpA, conectado en la S/E Frutillar Norte 220 kV, que entre los meses de enero a noviembre de 2024 registró un vertimiento de su producción que alcanzó los 50.207 MWh, de conformidad con la información publicada por el Coordinador en su registro mensual del mes de noviembre de 2024 de reducción de energía de centrales de energía renovable variable (Disponible en: Reducciones ERV 2024 Coordinador Eléctrico Nacional, última consulta: 9 de enero de 2025).</p> <p>En cuarto lugar, atendido que en los próximos años entrarán en operación nuevos proyectos de generación eólica, el vertimiento de parte de la energía que se genere en esta zona aumentará, salvo que se adopten medidas como, por ejemplo, la incorporación de sistemas de almacenamiento.</p> <p>Los proyectos de generación eólica que entrarán en operación a futuro y que ya cuentan con la autorización de conexión definitiva a la S/E Frutillar Norte 220 kV, emitida por el Coordinador, son los siguientes:</p> <p>(i) Parque Eólico Bellavista, de 120 MW, de propiedad de Espinos S.A., cuya autorización de conexión definitiva fue otorgada por el Coordinador el 29 de diciembre de 2022;</p> <p>(ii) Parque Eólico Vientos del Lago, de 132 MW, de propiedad de OPDE Chile SpA, cuya autorización de conexión definitiva fue otorgada por el Coordinador el 9 de junio de 2023; y,</p> <p>(iii) Parque Eólico Loma Verde (Ex Frutillar), de 135, 4 MW, de propiedad de Engie Energía Chile S.A., cuya autorización de conexión definitiva fue otorgada por el Coordinador el 19 de junio de 2024.</p> <p>En esta misma línea, al autorizar la conexión definitiva del proyecto Parque Eólico Vientos del Lago, el Coordinador hizo referencia a los problemas de congestión y restricciones de inyección, a los que podría verse expuesto el proyecto y que “no permitirían hacer uso efectivo de la capacidad instalada del proyecto”. Además, el Coordinador agregó que</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>“podrá limitar los retiros o inyecciones en S/E Frutillar Norte u otras instalaciones” en cumplimiento de la normativa (Autorización de Conexión Definitiva otorgada por el Coordinador, de fecha 9 de junio de 2023, apartado 6.3., p. 7).</p> <p>Adicionalmente, debemos señalar que, si bien la ampliación de las barras de la S/E Frutillar Norte 220 kV se propone para permitir la conexión de los proyectos parque eólico Puerto Octay y BESS El Molino que se están desarrollando en la zona, existen otros proyectos también en desarrollo no solo en la referida S/E, sino que en instalaciones dedicadas que se interconectan a la S/E Frutillar Norte 220 kV. Estos proyectos y su estado de tramitación se resumen en la siguiente Tabla: (adjunta Tabla)</p> <p>Tabla 1: Proyectos en desarrollo en la S/E Frutillar Norte 220 kV.</p> <p>PADC: Proyecto Autorizado para Declararse en Construcción.</p> <p>Por otra parte, la importancia de tecnologías como el almacenamiento, ha sido también destacada por el Ministerio de Energía en su actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo (“PELP”), emitida en septiembre de 2023 -que conforme a lo expuesto por la CNE fue considerada en el presente plan de expansión (ITP de 2024, apartado 7.3.4., p. 69)-, disponible en Presentación de PowerPoint (última visita: 10 de enero de 2025). En este documento, el Ministerio de Energía indicó que a pesar de que, en la segunda mitad de la presente década, se observa la incorporación de tecnologías como el almacenamiento, que permite complementar la gestión de las energías renovables variables, “proyecciones recientes en el marco del proceso PELP 2023-2027 dan cuenta de una necesidad anticipada de estas tecnologías, hacia fines de la presente década” (Presentación de PowerPoint, lámina 25, última consulta: 9 de enero de 2025).</p> <p>En la misma línea, el Coordinador en su Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, actualizada en diciembre de 2024, indicó que “el almacenamiento de energía de larga duración (de más de 4 horas) tendrá un rol clave al permitir la gestión eficiente de los</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>excedentes de energía renovable, contribuir a la estabilidad de la red y reducir los costos operacionales del sistema” (Disponible en: HOJA-DE-RUTA-12-2024-V1.pdf, p. 6, última consulta: 10 de enero de 2025). Y, más recientemente, en el marco de la tramitación legislativa de la Ley 21.721, el Ejecutivo reconoció al almacenamiento como una pieza clave para reducir el vertimiento de la energía renovable y lograr la carbono neutralidad, identificando que uno de los mayores obstáculos para su desarrollo es el financiamiento, razón por la cual es importante “contar en nuestro país con señales regulatorias claras que viabilicen las inversiones requeridas hoy” (Mensaje del Ejecutivo, Historia de la Ley 21.721, p. 5).</p> <p>En quinto lugar, se debe tener presente el potencial eólico de la región de Los Lagos y la necesidad de establecer las condiciones apropiadas para que sea explotado. En el año 2021, el Ministerio de Energía emitió su informe “Identificación y Cuantificación de Potenciales de Energías Renovables 2021” (disponible en: mine-2021_identificacion_y_cuantificacion_de_potenciales_de_energias_renovables_v2.pdf, última consulta: 10 de enero de 2025), y en él estableció que la región de Los Lagos es la que tiene mayor potencial eólico del país, con más de 15.000 MW como potencial bruto, esto es, el potencial según superficie disponible (pp. 11-12 y 15).</p> <p>Por otra parte, en el Plan de Obras de Generación del SEN, periodo 2024-2044, de noviembre de 2024, el Coordinador señaló que en los escenarios futuros que evaluó “se observa de manera transversal en el mediano plazo, un alto desarrollo adicional de tecnología eólica (...) por sus menores tiempos de desarrollo con respecto a otras tecnologías, y por su aporte de energía en horas no solares” (Disponible en: 2411-C12-INF-DPR-01-V1-Plan_Obras_24-44.pdf, última consulta: 10 de enero de 2025, p. 44).</p> <p>Asimismo, en el marco de los análisis que ha realizado para el plan de expansión del año 2025, el Coordinador identificó que el tramo 220 kV Rahue – Frutillar Norte podría presentar congestiones, con probabilidades de</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>congestión de hasta el 15% del tiempo para el año 2040 (Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión Proceso de Planificación de la Transmisión 2025, de noviembre de 2024, disponible en: Diagnostico-del-Uso-Esperado-del-Sistema-de-Transmision-PET2025.pdf p. 11; y, Propuesta Preliminar de Expansión de la Transmisión Proceso de Planificación de la Transmisión 2025, de diciembre de 2024, disponible en: Informe-Preliminar-PET2025.pdf, última consulta: 10 de enero de 2025, p. 18).</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 muy probable que el interés por desarrollar proyectos en la zona aumentará en la medida en que existan más posiciones disponibles en la S/E Frutillar Norte 220 kV.</p> <p>En sexto lugar, bajo un criterio de no discriminación arbitraria e igualdad ante la aplicación de la LGSE y demás normativa aplicable, observamos que, tratándose del proyecto de expansión “Ampliación de Barras S/E Frutillar Norte 220 kV” requerido para posibilitar el acceso abierto efectivo y oportuno de una serie de proyectos de generación y almacenamiento, concurren razones sustancialmente similares a las que la CNE tuvo en vista para decretar la “Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM)” (ITP de 2024, apartado 8.5, Proyectos de Expansión por Acceso Abierto, p. 216).</p> <p>En efecto, señaló la CNE a propósito de dicha obra de ampliación que existen zonas del país donde las características geográficas, disponibilidad de recursos renovables y capacidad del sistema de transporte hacen deseable que agentes privados desarrollen proyectos de generación, para luego señalar que la “Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM)” tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de O’Higgins, en particular, la comuna de Marchigüe y sus alrededores (ITP de 2024, apartado 8.5, Proyectos de Expansión por Acceso Abierto, p. 216).</p> <p>Al igual que la “Ampliación de Barras S/E Frutillar Norte 220 kV” (rechazada por la CNE en su ITP), la obra de</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>ampliación “Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM)” consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Portezuelo, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona (ITP de 2024, apartado 4.1.4, p. 31).</p> <p>Luego, las mismas consideraciones de acceso abierto que la CNE consideró procedentes para decretar la obra de ampliación “Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM)”, concurren de modo sustancialmente similar para que se decrete en el IT de 2024 la “Ampliación de Barras S/E Frutillar Norte 220 kV”.</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, además considerando que la incorporación del proyecto BESS El Molino presenta beneficios para el sistema, solicitamos incorporar el proyecto de expansión “Ampliación de Barras S/E Frutillar Norte 220 kV” en el ITF de 2024.</p> <p>III.</p> <p>Fundamentos jurídicos por los que la obra debe ser incluida en el ITF de 2024</p> <p>La Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”), en su artículo 74, establece que la planificación de la transmisión debe considerar las necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión.</p> <p>Asimismo, tanto la LGSE, como el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (“DS 37”) establecen que la planificación de la transmisión debe realizarse considerando “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” (artículos 87 de la LGSE y 71 del DS 37).</p> <p>Por otra parte, el DS 37 establece que el vertimiento de la producción de energía debe ser considerado por la CNE al realizar la planificación. Así, el artículo 78, literal f., del DS 37 establece que la CNE debe considerar el modelamiento de la generación de fuentes renovables, que “corresponderá a la representación de los perfiles</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>de inyección de las unidades de generación”, y el artículo 87, inciso segundo, del DS 37, establece que en la etapa de análisis preliminar la CNE también debe evaluar “los recortes o vertimientos esperados de energía renovable”.</p> <p>Al respecto, el ITP de 2024 indicó que los proyectos promovidos por las empresas que apuntaban a objetivos como el acceso abierto, como es la obra “Ampliación de barras S/E Frutillar Norte”, se sometieron a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, descrita en la sección 7.4.2. del ITP de 2024. Para realizar este análisis la CNE definió determinados criterios que, como se expondrá, son cumplidos por la obra “Ampliación de barra S/E Frutillar Norte”, por lo que procede su evaluación en la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización (ITP de 2024, sección 7.4.2., p. 104). Los referidos criterios son: (i) plazos requeridos; (ii) potencial de generación; (iii) eficiencia constructiva; y, (iv) variables ambientales y territoriales.</p> <p>En relación con los plazos requeridos, previamente se indicó que la fecha de conexión de los proyectos parque eólico Puerto Octay y BESS El Molino tienen plena coherencia con la fecha de entrada en operación de la obra “Ampliación de barras S/E Frutillar Norte 220 kV” (sección 7.4.2.1. del ITP de 2024, p. 104).</p> <p>En relación con el potencial de generación, ya identificamos que tanto el BESS El Molino, como el Parque Eólico Casma y su sistema de almacenamiento no han podido conectarse a la S/E Frutillar Norte 220 kV por no existir en ella posiciones disponibles, por lo que el potencial de generación y el interés de los desarrolladores de proyectos es efectivo y actual, siendo relevante ampliar la referida S/E no solo para la conexión de estos proyectos, sino que también para habilitar la operación de los sistemas de almacenamiento que permitirán mitigar los niveles de vertimiento de energía eléctrica que actualmente existen en esa zona del SEN (sección 7.4.2.2. del ITP de 2024, p. 104).</p> <p>En relación con la eficiencia constructiva y la existencia de economías de ámbito o de escala en relación con la</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>ejecución de otras obras en la zona, no identificamos en el ITP de 2024 otras obras con las que se pueda generar alguna sinergia. No obstante, hacemos presente que la conexión de sistemas de almacenamiento en la S/E Frutillar Norte 220 kV permitirá postergar requerimientos de transmisión al mitigar los niveles de vertimiento de producción de la energía eléctrica.</p> <p>Por último, en relación con las variables ambientales y territoriales, podemos señalar que el proyecto BESS El Molino implica externalidades positivas para la región de Los Lagos, tanto por el hecho de ser un proyecto de bajo impacto medioambiental y de bajo impacto en el territorio y en las comunidades, como por aportar a la economía de la región, y en particular de la comuna de Frutillar.</p> <p>Además, considerando que se trata de un proyecto de almacenamiento, también se debe ponderar su aporte a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero y la disminución de sobrecostos laterales (servicio complementarios, operación a mínimo costo, costo de oportunidad del despacho, costo de combustible adicional, precio estabilizado, entre otros) y, en consecuencia su contribución a una operación más económica del sistema y coherente con los objetivos de carbono neutralidad del Estado de Chile (intervención del Ministro de Energía, Informe de Comisión de Minería y Energía, Historia de la Ley 21.721, pp. 39-40).</p> <p>Por tanto, dado que se cumplen los criterios fijados por la CNE en su ITP de 2024 y de conformidad con el mismo, procede que la obra "Ampliación de barra S/E Frutillar Norte 220 kV" sea evaluada en la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
06-02	Atlas Development Chile SpA	Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID-Obra 30-12. Nuevo Transformador 500/220 kV en S/E Kimal	<p>La CNE consideró a la obra “Nuevo Transformador 500/220 kV en S/E Kimal” dentro de los proyectos no recomendados porque no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados (Anexo 1 Proyectos no recomendados, del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2024 (“ITP de 2024”), ID Obra 30-12, p. 65).</p> <p>Conforme se expondrá, la obra “Nuevo Transformador 500/220 kV en S/E Kimal” supera todos los análisis que deben realizarse para definir las obras de expansión, por lo que se solicita a la CNE incluirla en el ITF de 2024.</p> <p>II. Fundamentos técnicos-económicos por los que la obra debe ser incluida en el ITF de 2024</p> <p>En primer lugar, la CNE indicó que el motivo para no recomendar la obra “Nuevo Transformador 500/220 kV en S/E Kimal” era que el proyecto no tenía beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados.</p> <p>Sin embargo, en el archivo Excel “Evaluación Económica General_Propuestas_ITP_Final” publicado por la CNE, en la hoja titulada “Resumen”, se observa que la evaluación del nuevo transformador 500/220 kV en S/E Kimal resulta con beneficios positivos en dos de los tres casos analizados (mayor al 50% de los casos) en los escenarios con perpetuidad. Para afirmar esto, hemos asumido que la evaluación del proyecto promovido por Atlas corresponde al proyecto que la CNE denominó en dicha planilla como “Ampliación en la S/E Kimal (NTR ATAT)”.</p> <p>En segundo lugar, adicionalmente, a partir de los análisis técnicos ejecutados por Atlas el año 2024, se determinó que se presentan sobrecargas en los transformadores ubicados en la S/E Kimal cuando dichas instalaciones deben operar en cumplimiento del criterio N-1.</p> <p>Por otro lado, el Coordinador ha señalado que “[d]urante escenarios nocturnos de demanda alta, con nulo aporte de las centrales fotovoltaicas de la zona [norte grande del Sistema Eléctrico Nacional], la transferencia por los transformadores N°1 y N°2</p>	obra Nuevo Transformador 500/220 kV en S/E Kimal sea incorporada en el ITP de 2024, como obra de ampliación del sistema de transmisión nacional, de propiedad de Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.2, con un plazo constructivo de 36 meses contados desde la publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto de adjudicación, cuyo Valor de Inversión (“V.I”) referencial es de USD 17,3 millones.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En vista de la observación realizada se revisan los resultados. 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, resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años desde su entrada en operación.</p> <p>Considerando lo expuesto, y que la subestación Kimal enfrenta limitaciones para futuras ampliaciones, lo que podría complicar la integración de nuevas líneas en el corto y mediano plazo, 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>No obstante, se evaluará en futuros procesos de planificación la posibilidad de considerar alternativas de expansión que no dependan exclusivamente de la subestación Kimal.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>500/220 kV de S/E Kimal puede alcanzar valores que no permiten su operación con criterio N-1 (cada transformador tiene una sobrecarga admisible de corta duración de 950 MVA durante 5 horas), requiriendo del despacho de generación forzada de centrales en la zona norte grande, que se encuentran fuera del orden económico, para poder mantener la operación con criterio N-1 de los mencionados transformadores.” (Informe GO N°19/2024 Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión Año 2024, del Coordinador, p. 6).</p> <p>Es decir, la actual dotación de transformadores de la S/E Kimal propicia una operación ineficiente del SEN y, probablemente, alta en emisiones de gases de efecto invernadero, al tener que despachar forzosamente centrales fuera de orden económico para no infringir el límite de sobre carga admisible de sus actuales transformadores para preservar el criterio N-1, todo lo cual se contrapone a las metas de carbono neutralidad del Estado de Chile.</p> <p>En tercer lugar, la necesidad de mejorar los niveles de capacidad de transformación en la S/E Kimal también ha sido planteada en este proceso de expansión de la transmisión por el Coordinador (cuyo proyecto también fue descartado por la CNE, Anexo 1 del ITP de 2024, ID-Obra 01-100, p. 3) y por empresas como Colbún S.A. (cuyo proyecto también fue descartado por la CNE, Anexo 1 del ITP de 2024, ID-Obra 35-01, p. 70).</p> <p>Tratándose de la obra promovida por el Coordinador, la CNE, además de indicar que no presentaba beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, indicó que recientemente se adjudicó una obra de ampliación en la S/E Kimal, por lo que, a su juicio “ampliar nuevamente esta S/E podría ser complejo y quizás sea mejor considerar en los análisis una obra de expansión alternativa” (Anexo 1 del ITP de 2024, ID-Obra 01-10, p. 3). No obstante, la CNE no detalla las complejidades a las que alude, ni da cuenta de obras alternativas, pero tácitamente valida el diagnóstico de déficit de capacidad de transformación que afecta a la S/E Kimal que tanto el operador del SEN, como empresas que usan las instalaciones de</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>transmisión tienen del mismo.</p> <p>Ahora bien, los problemas señalados se superan si se considera la obra "Nuevo Transformador 500/220 kV en S/E Kimal". En efecto, al modelar la operación del sistema con esta obra, desaparecen las sobrecargas en los transformadores ubicados en la misma subestación, en todos los casos analizados, incluso frente a contingencias y para el escenario de generación máxima.</p> <p>Es importante destacar que los transformadores 500/220 kV ubicados en la S/E Kimal permiten evacuar gran parte de los excedentes de generación de la zona norte conectada en 220 kV hacia el nivel de 500 kV de la S/E Kimal, desde donde los flujos se dirigen hacia el sur del SEN, mediante la línea 2x500 kV Kimal – Los Changos.</p> <p>En cuarto lugar, 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 Kimal 220 kV (proyectos en proceso: FV Kimal Solar, BESS Flor de Loto y BESS Kelas, además existen varios proyectos rechazados) y María Elena 220 kV (FV Pacific Inti), por lo que, a pesar de que con los proyectos considerados para la evaluación de la CNE se justifica económicamente esta obra, en más del 50% de los casos, cuando los nuevos proyectos avancen en sus procesos de conexión, es altamente probable que los beneficios económicos de incorporar el nuevo transformador propuesto para la S/E Kimal sean aún más favorables.</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 Ley General de Servicios Eléctricos ("LGSE").</p> <p>En quinto lugar, sin perjuicio de que el "Nuevo Transformador 500/220 kV en S/E Kimal" cumple con presentar beneficios netos positivos en más del 50% de los casos, ocurre que la multiplicidad de proyectos de generación y almacenamiento de la zona norte del SEN imponen la necesidad de que la CNE tuviese que</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>incorporar este nuevo transformador, aun cuando no presentara beneficios netos positivos en más del 50% de los casos. Esto, debido a que el propio ITP de la CNE dispone que "(...) se podrán incorporar al Plan de Expansión proyectos de alguna de las carteras intermedias, cuando se identifique que dichos proyectos otorgan beneficios para el Sistema Eléctrico, o a una zona particular, y que no logran ser capturados por la metodología descrita previamente (...)" [ITP de la CNE, p. 119].</p> <p>Es decir, esa multiplicidad de proyectos de generación y almacenamiento, que requieren conectarse por acceso abierto, y cuyos beneficios no habría capturado la CNE la metodología que sustenta el ITP, llevan a concluir que el "Nuevo Transformador 500/220 kV en S/E Kimal" debe ser incluido en el ITF de 2024.</p> <p>III.</p> <p>Fundamentos jurídicos por los que la obra debe ser incluida en el ITF de 2024</p> <p>De conformidad con el Artículo 87 de la LGSE, inciso segundo, literal b), "(...) 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". Lo anterior, a su vez, es consistente con lo señalado en el inciso tercero de la misma norma, según el cual "[e]l proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente (...)".</p> <p>En este sentido, es necesario que la planificación centralizada de la transmisión habilite la incorporación de los nuevos proyectos de generación y almacenamiento y que, asimismo, mitigue el vertimiento de la producción de energía renovable en la zona norte del país, lo cual también permitiría abastecer los consumos hacia la zona sur, propendiendo de ese modo a la formación de un mercado eléctrico común, que es uno de los objetivos</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>de la planificación.</p> <p>En base a los antecedentes presentados, es necesaria la inclusión de la propuesta “Nuevo Transformador 500/220 kV en S/E Kimal” en el Plan de Expansión de la Transmisión 2024, 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.</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, solicitamos incorporar el proyecto de expansión “Nuevo transformador 500/200 kV en S/E Kimal” en el Informe Final del Plan de Expansión 2024.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
06-03	Atlas Development Chile SpA	Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID-Obra 30-07. Refuerzo línea 2x220 kV Crucero – Kimal	<p>I. Antecedentes de la obra La obra consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Crucero – Kimal mediante el cambio de los conductores actuales por otros de alta temperatura y mayor capacidad, lo que implicará que la capacidad actual de 318 MVA por circuito se podría aumentar a cerca de 1100 MVA, y el reemplazo de los transformadores de corriente (“TT/CC”) y trampas de onda en los paños de las subestaciones (“SS/EE”) Crucero y Kimal, en caso de ser necesario. Esta obra es necesaria porque en la zona cercana a la S/E Crucero se están desarrollando varios proyectos solares y de almacenamiento que, en conjunto, suman cerca de 2600 MW, por lo que esta obra evitará restricciones de generación (vertimiento o curtailment), debido a limitaciones de transmisión. En particular, sociedades del grupo Atlas se encuentran desarrollando dos proyectos de generación en la zona que se conectarán en la S/E Crucero: PV Estepa Solar (202 MW) con almacenamiento – Declarado en Construcción el 16 de enero de 2025, y Parque Solar Fotovoltaico Alfa Solar (200 MW) con almacenamiento, PV Beta Solar (470 MW) con almacenamiento y PV Tranque (260 MW) con almacenamiento. La CNE consideró a la obra “Refuerzo línea 2x220 kV Crucero – Kimal” dentro de los proyectos no recomendados a pesar de que presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados por estimar que es una obra “postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación” (Anexo 1 Proyectos no recomendados, del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2024 (“ITP de 2024”), ID Obra 30-07, p. 63). Conforme se expondrá, la obra “Refuerzo línea 2x220 kV Crucero – Kimal” supera todos los análisis que deben realizarse para definir las obras de expansión, por lo que debe ser incorporada en el ITF de 2024.</p> <p>II. Fundamentos técnicos-económicos por los que la obra debe ser incluida en el ITF de 2024</p>	En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Refuerzo línea 2x220 kV Crucero – Kimal sea incorporada en el ITF de 2024, como obra de ampliación del sistema de transmisión nacional, de propiedad de Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.3, con un plazo constructivo de 24 meses contados desde la publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto de adjudicación, cuyo Valor de Inversión (“V.I”) referencial es de USD 5 millones.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la distribución de generación en los escenarios analizados, la modelación utilizada responde a una evaluación técnica que busca reflejar de manera representativa la distribución esperada de los proyectos en la zona, en función de los antecedentes disponibles al inicio del proceso. La asignación de capacidad en cada caso de evaluación sigue un criterio consistente con los supuestos de expansión del sistema y no introduce sesgos en la evaluación de las distintas alternativas.</p> <p>Se realizó una reevaluación en el contexto del Informe Técnico Final. Los resultados confirmaron la conclusión inicial, manteniendo la recomendación de no incorporar la obra en el presente proceso de planificación. Así, 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 resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación. Cabe señalar que el resultado del análisis se contrastó considerando un límite de transmisión de 318 MVA como sensibilidad. Con todo lo anterior, se constata que los beneficios son capturados principalmente desde el año 2035, y en mayor medida al final del horizonte de estudio. 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>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>La CNE decidió no incorporar el proyecto “Refuerzo línea 2x220 kV Crucero – Kimal” fundado, únicamente, en que los análisis realizados habrían arrojado como resultado que la obra propuesta resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación, aun cuando la obra propuesta presentó beneficios netos positivos en todos los escenarios analizados. Al respecto, debemos señalar que el ITP de 2024, en su sección 7.4.9. (p. 19), denominada “Etapa de Conformación del Plan de Expansión”, establece que para conformar el Plan de Expansión se eligen “aquellos proyectos que individualmente resulten ser eficientes en más del 50% de los EGPT”. Por tanto, el proyecto “Refuerzo línea 2x220 kV Crucero – Kimal” cumple el criterio establecido por la CNE en su ITP de 2024, pues 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 positivo.</p> <p>Adicionalmente, debemos señalar que la obra considera un plazo constructivo de 24 meses, el cual inclusive podría ser de hasta 36 meses por las dificultades que se presenten en la desconexión de la línea en cuestión. En tal sentido 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 2025) ya no sea oportuno, pues su entrada en operación será requerida con anterioridad. En efecto, a partir de los análisis ejecutados por Atlas el año 2024, se determinó que en el caso base, sin la obra propuesta, se presentan sobrecargas relevantes en la línea 2x220 kV Crucero – Kimal. Según el escenario de operación considerado, se logran cargabilidades superiores al 200%, lo cual implicará un alto nivel de curtailment para las centrales en operación y las que se conectarán posteriormente. Es importante destacar que estas sobrecargas se producen principalmente por</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>la inyección de energía de las centrales solares que se conectan en la S/E Crucero o alrededores. Posteriormente, al considerar la obra “Refuerzo línea 2x220 kV Crucero – Kimal”, desaparecen las sobrecargas en las instalaciones mencionadas, en todos los casos analizados, incluso frente a contingencias y para el escenario de generación máxima. En este sentido, el Coordinador ha señalado que, a partir del año 2028, se observa una alta probabilidad de congestión de las líneas 2x220 kV Crucero-Kimal debido a la entrada en operación de proyectos de generación eólicos, solares fotovoltaicos y de concentración solar de potencia, situación que se agrava en los años siguientes (Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión Proceso de Planificación de la Transmisión 2025, de noviembre de 2024, p. 30, disponible en: Microsoft Word - Diagnóstico PET 2025_v6.docx). En base a ello es que el Coordinador no solo promovió en el plan de expansión 2024 la obra “Aumento de capacidad línea 2x220 kV Kimal – Crucero” (que la CNE decidió no incluir en el ITF de 2024 por las mismas razones expresadas para la obra promovida por Atlas, Observación ID-Obra 01-100, Anexo 1 del ITP de 2024, p. 29), sino que en su propuesta preliminar para el plan de expansión 2025 mantiene la pertinencia de que se decrete dicha obra con el fin de reducir congestiones y optimizar el uso del corredor de 220 kV de la zona (Propuesta Preliminar de Expansión de la Transmisión Proceso de Planificación de la Transmisión 2025, de diciembre de 2024, disponible en: Informe-Preliminar-PET2025.pdf, última consulta: 10 de enero de 2025, p. 31). Por otra parte, el Coordinador también ha relevado la importancia de reforzar la línea 2x220 kV Kimal – Crucero por razones de seguridad de servicio. Lo anterior, porque la indisponibilidad forzada o programada de alguno de sus circuitos en un escenario nocturno, esto es, sin aporte de las centrales fotovoltaica, podría producir, por un lado, que los consumos de las subestaciones Norgener, Tap Off La Cruz, Mantos de La Luna, Radomiro Tomic y El Abra sean abastecidos mediante la línea 1x220 Kv Chacaya-Crucero; y, por otro lado, la</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>caída de tensión en las barras de las subestaciones que se abastecen desde la S/E Crucero, así como sobrecargas en la línea 1x220 Kv Chacaya-Mejillones (Informe GO N°19/2024 Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión Año 2024, del Coordinador, p. 7).</p> <p>En base a los resultados presentados, se advierte la necesidad de incluir la obra propuesta “Refuerzo línea 2x220 kV Crucero – Kimal” en el Plan de Expansión de la Transmisión 2024, con el objetivo de evitar el curtailment o vertimiento de energía de las centrales que se encuentran en operación y, adicionalmente, permitir la conexión de nuevos proyectos renovables en la zona.</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, solicitamos incorporar el proyecto de expansión “Refuerzo línea 2x220 kV Crucero – Kimal” en el Informe Final del Plan de Expansión 2024.</p> <p>III.</p> <p>Fundamentos jurídicos por los que la obra debe ser incluida en el ITF de 2024</p> <p>La observancia del marco metodológico y normativo para la conformación del plan de expansión es un principio básico de la planificación centralizada de la transmisión que debe expresarse, especialmente, al definir las obras que formarán parte del plan de expansión respectivo (dictamen N°2-2020, p. 33; y, dictamen N°25-2024, p. 12).</p> <p>En tal sentido, ni el capítulo 4 “Metodología de la Planificación de la Transmisión” del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, ni el ITP de 2024 establecen que valores actualizados netos negativos durante los primeros años del horizonte de planificación justifiquen descartar una obra de expansión, especialmente si cumple con presentar beneficios netos positivos en más del 50% de los escenarios analizados durante el horizonte de planificación.</p> <p>Pues bien, tratándose de la obra “Refuerzo línea 2x220 kV Crucero – Kimal”, ésta no solo cumple con presentar beneficios netos positivos en más del 50% por ciento de los escenarios, sino que en todos ellos. Por otra</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>parte, según se indicó previamente, la obra no puede ser postergada dado los requerimientos del sistema y el riesgo de que, en caso de analizarse en el siguiente plan de expansión, la obra ya no sea oportuna. Por tal razón, es deseable que, al menos, se evalúe la obra postergando su fecha de entrada en operación en un año, es decir, a fines de 2029, de modo que, en consistencia con el criterio que ha empleado el Panel de Expertos en procesos de expansión anteriores (Dictamen N°7-2021, p. 41), se analice si la decisión de la CNE de postergar la obra se sustenta también en un análisis económico que analice el efecto de dicha postergación. Por último, sin perjuicio de que el Refuerzo línea 2x220 kV Crucero – Kimal cumple con presentar beneficios netos positivos en más del 50% de los casos, ocurre que la multiplicidad de proyectos de generación y almacenamiento de la zona norte del SEN imponen la necesidad de que la CNE tuviese que incorporar esta obra, aun cuando no presentara beneficios netos positivos en más del 50% de los casos. Esto, debido a que el propio ITP de la CNE dispone que "(...) se podrán incorporar al Plan de Expansión proyectos de alguna de las carteras intermedias, cuando se identifique que dichos proyectos otorgan beneficios para el Sistema Eléctrico, o a una zona particular, y que no logran ser capturados por la metodología descrita previamente (...)" [ITP de la CNE, p. 119].</p> <p>Es decir, esa multiplicidad de proyectos de generación y almacenamiento, que requieren conectarse por acceso abierto, y cuyos beneficios no habría capturado la CNE la metodología que sustenta el ITP, llevan a concluir que el Refuerzo línea 2x220 kV Crucero – Kimal debe ser incluido en el ITF de 2024.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
07-01	ACERA A.G.	7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional (Pág 63)	<p>El artículo 78° del reglamento (DS 37/2019) habilita a la CNE a utilizar la información contenida en el informe de previsión de demanda por los primeros 10 años o menos. Bajo esta consideración, en el ITP del plan de expansión de la transmisión 2024, se señala que para los primeros años del horizonte de modelación se utiliza directamente la previsión de demanda contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2023-2043 (IDPD 2023-2043). En particular, para el escenario de demanda baja, se considera la demanda de los primeros 5 años del IDPD 2023-2043 (hasta 2028). Por otra parte, para los escenarios de demanda media y alta, se utiliza la demanda de los primeros 6 años del IDPD 2023-2043.</p> <p>De la revisión de planes de expansión de la transmisión de años anteriores, se verifica la aplicación de un criterio diferente para esta diferenciación: Plan de Expansión 2022: demanda baja considera 8 años; y demanda media y alta, 4 años. Plan de Expansión 2023: demanda baja considera 6 años; y demanda media y alta, 4 años.</p> <p>El Informe Técnico Preliminar no contiene antecedentes que permitan conocer la justificación de los criterios adoptados, particularmente en lo relativo a: 1) N° de años del IDPD 2023-2043 considerados. 2) Diferenciación de tan solo un año entre previsiones baja y media/alta.</p>	<p>Incorporar en el punto 7.3.2 la fundamentación del criterio utilizado para discriminar los años de sujeción al informe definitivo de previsión de demanda 2023-2043 y la distinción entre demanda baja y los demás escenarios de crecimiento, junto con un anexo o memoria de cálculo pertinente.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La metodología empleada en el Informe Técnico Preliminar (ITP) del Plan de Expansión de la Transmisión 2024 para la proyección de demanda se encuentra definida en el artículo 78 del Reglamento de Planificación, el cual establece los antecedentes a utilizar en la conformación de los escenarios de demanda.</p> <p>En particular, dicho reglamento habilita a la Comisión a utilizar la proyección de demanda contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda (IDPD) vigente al inicio del proceso de planificación para los primeros años del horizonte de modelación. Para los años restantes, la proyección se extiende con base en los Escenarios Energéticos de la PELP y sus respectivas actualizaciones.</p> <p>La determinación del número de años considerados del IDPD en cada escenario responde a una evaluación técnica realizada en cada proceso de planificación de la transmisión. Dicha evaluación busca reflejar de manera adecuada la transición entre la proyección contenida en el IDPD y la de los Escenarios Energéticos de la PELP, asegurando un acoplamiento metodológico coherente.</p> <p>No obstante, se tomará en consideración la solicitud para evaluar la posibilidad de incluir en futuras versiones del informe una sección que detalle la justificación metodológica del criterio utilizado para la selección del número de años del IDPD en cada escenario.</p> <p>En consecuencia, el criterio adoptado en el presente informe se mantiene sin modificaciones, dado que se encuentra alineado con la normativa vigente y con el enfoque metodológico utilizado en procesos previos de planificación de la transmisión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
07-02	ACERA A.G.	7.3.6 Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas (Pág 87)	<p>En el literal d) se señala "Para determinar los perfiles de demanda por bloque, para cada barra, se utilizó la información de retiros horarios en cada mes del año 2020, obteniendo así los promedios de demanda por bloque en cada nudo. Estos valores se dividieron por la demanda promedio en el mes, obteniéndose así el factor correspondiente a cada bloque y mes para todas las barras de consumo."</p> <p>- La información de retiros del año 2020, dista 5 años de la fecha del ITP del plan de la expansión de la transmisión 2024 y se encuentra afectada por la pandemia y el proceso inicial de la estabilización de tarifas del PEC I. En consecuencia, los perfiles de consumo no necesariamente representan comportamientos futuros esperables de la demanda en los respectivos puntos de retiro.</p>	<p>7.3.6 Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas (Pág 87)</p> <p>-Se solicita considerar perfiles de demanda que se elaboren en base a promedios horarios de los retiros de los últimos 3 años disponibles.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La metodología utilizada en el ITP del Plan de Expansión de la Transmisión 2024 para la determinación de los perfiles de demanda por bloque, sigue un enfoque consistente con procesos anteriores de planificación.</p> <p>En particular, la selección del año 2020 como base para la obtención de los perfiles de consumo responde a la necesidad de utilizar un conjunto de datos completos y homogéneos en cuanto a su disponibilidad y coherencia con la demanda total observada en el sistema. La metodología empleada permite obtener factores de distribución de la demanda que reflejan patrones horarios representativos de los distintos bloques de consumo en cada nudo, asegurando así una modelación adecuada en los estudios de planificación.</p> <p>Si bien se reconoce que la pandemia pudo haber afectado ciertos patrones de consumo en el año 2020, la normalización y granularidad de la demanda utilizada en el proceso mitiga dichos efectos, garantizando que la representación de los perfiles de consumo en el modelo no esté sesgada por fluctuaciones no esperadas.</p> <p>No obstante, la Comisión evaluará la pertinencia de actualizar la fuente de datos para la definición de perfiles de demanda en futuros procesos de planificación, considerando la disponibilidad y calidad de la información más reciente.</p> <p>En consecuencia, la metodología utilizada en el presente informe se mantiene sin modificaciones.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
07-03	ACERA A.G.	7.3.6 Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas (Pág 86)	La variación en el tiempo de comportamientos de los usuarios de la red asociados a generación distribuída, electromovilidad y eficiencia energética, entre otros, resultan en una evolución del perfil de demanda a lo largo de los años. Lo cual debería reflejarse dentro de los 20 años que considera el Plan de Expansión en diversos puntos de retiro.	7.3.6 Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas (Pág 86). Incorporar en los perfiles de demanda la variación de éstos producto de la penetración de generación distribuida, eficiencia energética y electromovilidad.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La metodología utilizada en el ITP del Plan de Expansión de la Transmisión 2024 para el modelamiento de la demanda se basa en datos históricos, reflejando los patrones reales de consumo de los clientes en distintos puntos del sistema.</p> <p>Si bien la generación distribuida, la eficiencia energética y la electromovilidad pueden afectar la demanda a largo plazo, su impacto en la estructura de consumo ya se encuentra incorporado en los Escenarios Energéticos de la PELP, los cuales se utilizan para extender la proyección de demanda más allá del horizonte cubierto por el Informe Definitivo de Previsión de Demanda.</p> <p>No obstante, se evaluará en futuros procesos la posibilidad de incluir una sección con mayor detalle sobre la metodología de modelamiento de la demanda y su relación con estos factores.</p> <p>En consecuencia, el criterio adoptado en el presente informe se mantiene sin modificaciones.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
07-04	ACERA A.G.	7.3.6.1 Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico (Pág 87)	<p>Se distinguieron 3 zonas geográficas y se presentan los perfiles característicos de cada una.</p> <p>En la zona NORTE, durante varios meses, los perfiles muestran un desarrollo contraintuitivo en las horas de mayor generación esperada, provocándose una reducción de potencia de la hora 14. Asimismo, todos los perfiles comienzan a las 6 o a las 8 y terminan a las 20 o a las 22 hrs.</p> <p>Conforme a lo señalado en el ITP, los perfiles se construyeron en base a la estadística disponible de centrales con más de un año en operación. En función de lo anterior, una razón que podría explicar el fenómeno descrito guarda relación con la utilización de estadística que considere una inyección de centrales solares fotovoltaicas sujeta a recortes. La consecuencia de adoptar esta consideración es que los análisis redundan en líneas que perpetúan los recortes de generación en vez de permitir inyectar la energía renovable disponible y avanzar en las metas de descarbonización.</p>	<p>7.3.6.1 Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico (Pág 87)</p> <p>Reconstruir los perfiles fotovoltaicos de la zona norte, corrigiendo comportamientos contraintuitivos como los señalados en la observación y sin considerar el efecto de los recortes de generación.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con lo indicado en el informe, la metodología empleada para la representación de los perfiles solares considera la determinación de un perfil referencial en tres zonas geográficas, basado en centrales existentes con más de un año de operación en el sistema. Este enfoque se realizó a partir del análisis de los perfiles de generación de las centrales solares actualmente en operación, incluyendo aquellas con sistemas de seguimiento.</p> <p>En vista de lo anterior, los perfiles utilizados en el análisis corresponden a los resultados de estos estudios y se consideran representativos para las evaluaciones dentro del plan de expansión.</p> <p>No obstante, se tomará en cuenta la observación para futuras revisiones de los perfiles de generación en próximos planes de expansión, con el objetivo de evaluar posibles ajustes metodológicos que permitan mejorar la representación de la evolución de la generación renovable y su impacto en la planificación del sistema.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
07-05	ACERA A.G.	7.3.6.1 Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico (Pág 89)	<p>En iii, se modela el perfil de una CSP. Se ha modelado con una filosofía de complemento a la tecnología PV, lo cual es conceptualmente erróneo dado que no se condice con la disponibilidad del recurso primario y se obliga una relación que debiera ser resultado de la simulación de la operación. Adicionalmente, es la única tecnología a la que se somete a una filosofía de complemento. En caso que la generación PV tuviera almacenamiento, la complementariedad podría llegar a resultados conceptualmente erróneos. Como consecuencia, la tecnología queda sujeta exógenamente a operaciones contraintuitivas como la señalada en el informe, donde la generación es mayor en invierno que en verano. Una operación razonable, desligada de la restricción de complementariedad, debiera resultar en 10 a 12 horas de funcionamiento, pero sin operar en el día, desligada de la generación PV o de cualquier otra tecnología.</p>	<p>7.3.6.1 Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico (Pág 89)</p> <p>Modelar la producción CSP en base a la radiación incidente de acuerdo a la zona en la que se emplaza y no como un complemento a la tecnología PV.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>La Comisión avanza continuamente en la optimización de los recursos del sistema, considerando las características específicas de cada central y los requerimientos de las evaluaciones. En este contexto, se precisa que en este proceso los sistemas de almacenamiento tipo BESS, bombeo y CSP, son optimizados de manera endógena.</p> <p>Este enfoque permite representar de forma más precisa la operación de las tecnologías en cuestión dentro del modelo de despacho económico, asegurando que la generación de CSP no se defina mediante un perfil fijo, sino que responda a las condiciones operativas del sistema y a la disponibilidad del recurso en cada zona.</p> <p>Este modelamiento es posible revisarlo en las bases de datos disponibles. No obstante, se revisará la redacción del informe para reflejar con mayor precisión la metodología aplicada en la optimización de CSP, garantizando que la descripción metodológica sea consistente con los criterios utilizados en la simulación.</p>
07-06	ACERA A.G.	7.3.9 Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión (Pág 97)	<p>Se utilizó para las líneas los registros históricos de los últimos 7 años. Este criterio puede implicar la eternización de una mala operación o mantenimiento si es que la infraestructura está mal administrada respecto a dichos criterios. Lo señalado no permite conocer respaldadamente (vía un anexo concreto) la forma en que se consideró la data histórica para discriminar si se limpiaron los datos "mal operados" usándose una data limpia (que no necesariamente sería representativa). O, de otro modo, se utilizaron antecedentes completos sin dicho análisis.</p>	<p>7.3.9 Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión (Pág 97)</p> <p>Se solicita incorporar anexo y memoria de cálculo que dé cuenta de cómo se trató la data histórica para la determinación de las tasas de falla.</p>	<p>Se acoge parcialmente la información.</p> <p>De acuerdo con el punto 7.4.4 del ITP e ITF, los registros históricos de falla en las instalaciones de transmisión son utilizados en la etapa de análisis de seguridad y calidad de servicio, particularmente, en las propuestas de expansión zonal por seguridad.</p> <p>Como se menciona en el informe, al no ser una exigencia normativa la planificación de los Sistemas de Transmisión Zonales considerando un criterio de operación con N-1, no se incorporaron obras en el presente proceso de expansión por reducción de la Energía no Suministrada (ENS). Sin perjuicio de lo anterior, se dejará en los anexos del Informe Técnico Final el registro de fallas actualizado a junio 2024.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
07-07	ACERA A.G.	7.4.3.1 Suficiencia (Pág 105)	<p>Se señala "Adicionalmente, para efectos de determinar los requerimientos de suficiencia en los sistemas de transmisión zonal, la Comisión consideró, entre otras variables, las características particulares de los sistemas de distribución que son abastecidos directamente por las instalaciones de transmisión zonal, incorporando en los análisis las proyecciones de nuevas demandas eléctricas a nivel de distribución, ya sea por nuevos usos o recambios tecnológicos, en cuyo caso se consideró información del Ministerio de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, el Coordinador, las empresas eléctricas y la que disponía la propia Comisión."</p> <p>Entendemos que al indicar "nuevas demandas eléctricas a nivel de distribución" esto se refiere al efecto de electromovilidad o generación distribuida. Sin perjuicio de ello, dichas variaciones no serían las consideradas en el informe de previsión de demanda de la CNE ni de los escenarios energéticos de la planificación energética. Esto contraviene las letras b y c del artículo 78 del Reglamento.</p> <p>No hemos podido encontrar un anexo con la memoria de cálculo ni de la demanda considerada ni de los criterios observados en esta sección.</p>	<p>7.4.3.1 Suficiencia (Pág 105)</p> <p>Se solicita incorporar anexo y memoria de cálculo que dé cuenta de cómo se determinó la demanda eléctrica. Detallando la fuente que permitió incorporar efectos adicionales como los señalados en la sección observada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Al mencionar a las nuevas demandas eléctricas a nivel de distribución, no se está haciendo referencia a generación distribuida, ya que el tratamiento de este tipo de tecnologías se describe en el párrafo a continuación del citado. Por otro lado, la electromovilidad sí podría estar considerada dentro de las nuevas demandas eléctricas como también la conexión de nuevos consumos no considerados en el crecimiento vegetativo de la demanda y que hayan sido informados por las empresas distribuidoras o las empresas transmisoras, como, por ejemplo, un nuevo Data Center, terminales de carga de buses eléctricos de transporte público u otro gran consumo. Para efectos del Plan de Expansión, esa información se detalla en los casos en donde su conexión haya implicado incorporar una nueva obra de expansión o en casos en donde se haya realizado una propuesta a esta Comisión y se haya tenido que analizar si se debe incorporar una obra de expansión por ese motivo. Un ejemplo de cómo se considera este tipo de demandas es la obra de expansión denominada "Apoyo a Coquimbo".</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
08-01	UKA Chile y Cía.	Sección 3.2.7 S/E Cambrales	<p>En el ITP se indica que se deberá considerar espacio en barras y plataforma para cuatro diagonales, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 2x220 kV Santa María – Charrúa y la conexión de nuevos proyectos en la zona.</p> <p>O sea, se consideran cuatro posiciones para la conexión de nuevos proyectos.</p> <p>Según información de los últimos proceso de expansión, por ejemplo, Nueva S/E Las Delicias y Ampliación S/E Entre Ríos, desde que el Coordinador publicó el Acta de Adjudicación, se recibieron más de 10 solicitudes de Acceso Abierto en el mismo día.</p> <p>Además, es una zona con buen recurso renovable, según información de la última versión de la PELP. Por lo cual es probable que en el caso de la S/E Cambrales suceda lo mismo; por lo tanto, se recomienda incluir más posiciones para la conexión de nuevos proyectos.</p>	<p>Sección 3.2.7, se propone la siguiente modificación:</p> <p>... se deberá considerar espacio en barras y plataforma para ocho diagonales, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 2x220 kV Santa María – Charrúa y la conexión de nuevos proyectos en la zona.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica la descripción de acuerdo con lo solicitado.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
08-02	UKA Chile y Cía.	Anexo 1, ID-Obra 10-01 "Cambio de conductor de la línea 2x220 kV Centella - Quillota"	<p>La CNE indica que la obra no se incluyó en el ITP debido a que 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. Sin embargo, al revisar la base de datos OSE utilizada para la determinación de los beneficios económicos, se observa que, en el tramo Centella - Quillota, se está utilizando una capacidad de 350 MVA, mientras que el valor real de la línea, según información disponible en la plataforma de Infotécnica del Coordinador, es de 175 MVA a 25°C con sol. Es importante destacar, que este valor la CNE lo modificó desde el Plan de Expansión 2022, con la incorporación del Nuevo Sistema de Control de Flujos para tramos 220 kV Las Palmas Centella, donde se liberó el criterio N-1 del tramo Centella - Quillota. Sin embargo, no es claro que el sistema ubicado en la S/E Punta Sierra permita liberar el criterio N-1 del tramo Centella - Quillota; por un lado, existen proyectos con solicitudes de Acceso Abierto para conectarse en la S/E Centella; y por otro lado, para liberar el criterio N-1 en el tramo mencionado, en caso de falla de uno de sus circuitos, los flujos se deberían redireccionar, mediante la actuación del sistema de control de flujos, por el sistema Punta Sierra - Las Palmas, donde hay tramos con baja capacidad, los cuales se sobrecargarían. Por lo anterior, se solicita revisar los límites de capacidad utilizados en el sistema Punta Sierra - Quillota, determinar la real actuación del "sistema de control de flujos para tramos 220 kV Las Palmas Centella", en cada tramo, y posteriormente volver a evaluar la obra "Cambio de conductor de la línea 2x220 kV Centella - Quillota".</p>	<p>Según lo indicado, se solicita evaluar nuevamente la obra "Cambio de conductor de la línea 2x220 kV Centella - Quillota", e incluirlo en el Informe Técnico Final, en caso de que resulte con beneficios netos positivos en al menos el 50% de los casos evaluados.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se realizó un análisis exploratorio considerando los límites indicados en la observación, en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo con los análisis realizados, 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. 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>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
09-01	GRUPO CELEO - ALFA	Anexo 1 – ID Obra 26-06 (Ampliación SE Mulchén)	<p>Celeo propuso la Ampliación de la S/E Mulchén, de propiedad de Alfa Transmisora de Energía S.A., por necesidades de acceso abierto. La CNE no recomendó la obra, porque esa necesidad de conexión de los proyectos en la zona podría ser satisfecha por la futura S/E Digüeñes, promovida en el Plan 2022.</p> <p>En nuestra opinión, una ampliación en la S/E Mulchén no cumple la misma función que la futura S/E Digüeñes, tanto desde el punto de vista territorial como temporal. No son obras que compiten entre sí. Son obras que se complementan.</p> <p>En particular, desde el punto de vista temporal, la S/E Digüeñes no debiera entrar en servicio antes del año 2032 (pendiente Estudio de Franjas Entre Ríos – Pichirropulli (en consulta indígena), luego licitación, adjudicación y 60 meses de plazo constructivo), mientras que una ampliación en la S/E Mulchén -una obra acotada, con tiempo plazo constructivo de 30 meses o menos-, podría entrar en operación a fines de 2028 (incluso antes, si se considera el nuevo régimen de licitación de obras de ampliación, recientemente aprobado por la ley 21.721).</p> <p>En otras palabras, la ampliación en S/E Mulchén “llega” al menos 3 años antes que la SE Digüeñes, y con un nivel de incertidumbre mucho menor, ambas circunstancias que son muy relevantes para los desarrolladores de proyectos eólicos en la zona.</p> <p>Distintas empresas de generación se nos han acercado para conectar sus proyectos eólicos en la SE Mulchén, en el entendido que la S/E Digüeñes no es una alternativa para ellos, precisamente, por que entrará en operación en un plazo mayor y todavía con alto grado de incertidumbre.</p> <p>Por otra parte, se está solicitando esta obra de ampliación porque los desarrolladores de proyectos que buscan conectarse en la S/E Mulchén no tienen punto de conexión disponible en dicha subestación, debido a que todas las posiciones se encuentran reservadas para otros proyectos, lo que ocurre incluso para la ampliación que se está desarrollando actualmente en S/E Mulchén. Es importante señalar que en esta zona existe un potencial eólico relevante,</p>	<p>Incorporar la obra “Ampliación SE Mulchén” (ID 26-06) dentro de las obras recomendadas por acceso abierto (sección 8.5 ITP).</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De lo indicado en la observaciones, es importante indicar que aquellas obras promovidas por necesidades de acceso abierto consideran el interés y antecedentes presentados por promotores que, en conjunto, generan una señal de la oportunidad, ubicación y requerimiento de acuerdo a los plazos considerados para desarrollo de soluciones a través de los planes de expansión.</p> <p>En ese sentido, si bien las solicitudes de acceso abierto son un antecedente importante para definir los proyectos de expansión en general y permiten identificar una necesidad en la zona, también se hace relevante el interés expuesto por los desarrolladores de los proyectos de generación en las soluciones de transmisión requeridas, con la finalidad de identificar la oportunidad y definir lo más eficientemente posible su inclusión en los planes de expansión. Asimismo, se considera el estado de desarrollo de los proyectos de transmisión decretados en la zona que habilitan la evacuación de la energía.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión considera que los antecedentes expuestos y considerados en el ITP dan señales de necesidades de desarrollo en la zona, y serán revisados de forma continua en el próximo proceso del Plan de Expansión, con la finalidad de identificar de forma oportuna y eficiente una solución integral en la zona.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>lo que se puede apreciar por la cantidad de proyectos que se están desarrollando en la zona, y que además este potencial ha sido refrendado en las mismas modelaciones de los informes de los planes de expansión 2023 y 2024.</p> <p>Desde el punto de vista territorial, para los proyectos de generación tampoco es indiferente conectarse en la S/E Mulchén o en la S/E Digüeñes. Esta última se encontraría 8 km hacia el este de la S/E Mulchén, en un territorio con distintos objetos de protección socioambiental, entre ellos, comunidades indígenas. En cambio, la S/E Mulchén está en un área forestal, en las inmediaciones de la Ruta 5. Esto es, un área esencialmente antropizada, lo que facilita la conexión de los nuevos proyectos.</p> <p>En ese sentido, la ampliación de la S/E Mulchén, con un costo acotado (VI ref US\$2,8 MM), permite complementar temporal y territorialmente a la S/E Digüeñes en la evacuación de la energía de los parques eólicos del sector.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
09-02	GRUPO CELEO - ALFA	8.1.3.5. letra a)	<p>En la tabla 8-47 se advierte que dentro de los costos de inversión del proyecto “Apoyo Zona Concepción – Charrúa”, se consideró el valor de “nacionalizar” el tramo entre “Charrúa y Santa María (Seccionamiento en S/E La Calle) (50 km)”. Lo mismo en la tabla 8-49 respecto, también, del tramo Lagunillas – Patagual. Al respecto, estimamos que dicho valor no debiera considerarse en la evaluación del proyecto, tomando en cuenta que las evaluaciones económicas que se desarrollan en la planificación de la transmisión son de tipo social. En efecto, la regla del art. 87 de la LGSE dispone que “para efectos de la planificación de la transmisión deberá considerarse como tasa de actualización la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social”. En este sentido, en una evaluación social de proyectos, se deben considerar solamente las nuevas instalaciones y no las que ya se encuentran construidas, por lo que no se debieran considerar los costos por “nacionalizar” una instalación existente, dado que no corresponde a un nuevo proyecto.</p> <p>Incluso, como ilustra la prevención de los H. Panelistas Fuentes y Pérez en el Dictamen 24-2024, de usarse el criterio de considerar el costo de la “nacionalización” en la evaluación de obras de expansión, se debieran considerar todos los costos de los cambios de calificación que se sigan de intervención por obras de expansión, y, como contracara, adicionalmente, considerar como beneficio sistémico todas las intervenciones de los planes de expansión que cambien la calificación de instalaciones de servicio público hacia sistemas dedicados. Estas situaciones, señalaron los H. Panelistas, ejemplifican que considerar como costos o beneficios de un proyecto aquellos que se deriven de los cambios de calificación no es adecuado, ya que distorsiona el objetivo social de la planificación de la transmisión.</p>	<p>8.1.3.5. letra a). No considerar dentro de los costos de inversión de las alternativas 1, 3 y 4 los costos de “nacionalizar” tramos de líneas de sistemas dedicados (Charrúa – Santa María y Lagunillas - Patagual).</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con lo establecido en el literal b) del artículo 87º de la LGSE, la planificación debe realizarse considerando “(...) 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”. Asimismo, el inciso séptimo del mismo artículo señala que “la planificación podrá considerar la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicada para la conexión de las obras de expansión, en tanto permita dar cumplimiento con los objetivos señalados en el presente artículo”.</p> <p>En particular, respecto de lo observado, se evaluaron diferentes alternativas estimando los beneficios de manera conservadora en virtud de lo dispuesto en el artículo 87º, lo que permitió identificar el proyecto con mejor desempeño operacional.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
09-03	GRUPO CELEO - ALFA	Anexo 1 – ID Obra 26-02 (Ampliación S/E Puente Negro).	<p>Primero, favor corregir Anexo I (la SE Puente Negro forma parte del Sistema de Transmisión Nacional, no del Zonal E).</p> <p>Por otra parte, la CNE no recomendó este proyecto promovido por Celeo, y de propiedad de Alfa Transmisora de Energía S.A., fundado en que “no se visualizan otros requerimientos de conexión de proyectos de generación que pudieran impulsar una obra de expansión en el presente informe”. Con todo, en el mismo ITP se advierte precisamente lo contrario, esto es, propuestas de obras por parte de desarrolladores que buscan conectarse en la zona.</p> <p>Así, por ejemplo, en la obra ID 32-01, un desarrollador propone una S/E Seccionadora del tramo Puente Negro – Colbún, para conectar un proyecto de generación. Como advertirá la CNE, una ampliación en una subestación existente es una solución mucho más eficiente que una nueva subestación.</p> <p>De igual manera, en la Plataforma de Acceso Abierto del Coordinador se observa un alto interés de desarrolladores por conectarse en la zona. Así, por ejemplo:</p> <p>(i) el proyecto Apolo (NUP 3616 – 80 MW) solicitó conectarse en derivación al tramo dedicado Puente Negro – La Higuera a 5 km de la SE Puente Negro, pero esta solicitud fue rechazada preliminarmente por el CEN, dado que el uso máximo esperado supera la capacidad de diseño de las instalaciones. Una ampliación en la SE Puente Negro ofrecería una posibilidad de conexión a este proyecto.</p> <p>(ii) en una situación similar se encuentra el proyecto “Sol de la Sierra” (sin NUP aún), que busca conectarse al mismo tramo dedicado, para un proyecto de la misma capacidad (80 MW), por lo que es de presumir que su uso esperado también supere la capacidad de diseño de las instalaciones. Este proyecto también se beneficiaría de una ampliación en la SE Puente Negro.</p> <p>(iii) de igual manera, en la plataforma de acceso abierto consta el rechazo de la solicitud de conexión a la S/E Puente Negro -por falta de posiciones disponibles-, del Proyecto “El Litre Solar” (NUP 1965 – 60 MW). Una ampliación en la SE Puente Negro permitiría la</p>	<p>Corregir el Anexo I en el sentido de que la S/E Puente Negro forma parte del STN.</p> <p>Incorporar la obra “Ampliación SE Puente Negro” (ID 26-02) dentro de las obras recomendadas por acceso abierto (sección 8.5 ITP).</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De lo indicado en las observaciones, no se distinguen elementos adicionales a los considerados en los análisis desarrollados por esta Comisión, por lo que no habría 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 aquellas obras promovidas por necesidades de acceso abierto consideran el interés y antecedentes presentados por promotores que, en conjunto generan una señal de la oportunidad, ubicación y requerimiento de acuerdo con los plazos considerados para desarrollo de soluciones a través de los planes de expansión. En ese sentido, si bien las solicitudes de acceso abierto son un antecedente importante para definir los proyectos de expansión en general y permiten identificar una necesidad en la zona, también se hace relevante el interés expuesto por los desarrolladores de los proyectos de generación en las soluciones de transmisión requeridas, con la finalidad de identificar la oportunidad y definir lo más eficientemente posible su inclusión en los planes de expansión. Asimismo, se considera el estado de desarrollo de los proyectos de transmisión decretados en la zona que habilitan la evacuación de la energía.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>conexión de este proyecto. En definitiva, a diferencia de lo que señala la CNE en el Anexo I del ITP, se visualizan numerosos requerimientos de conexión en la zona, que permiten justificar plenamente la necesidad de la ampliación de la SE Puente Negro por razones de acceso abierto.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
09-04	GRUPO CELEO - ALFA	No inclusión de la obra de ampliación "Desmantelamiento de tramo desenergizado de la Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, correspondiente a las torres 82 a 102", como obra de expansión del sistema de transmisión zonal, Área C, de propiedad de Alfa Transmisora de Energía S.A. ("ALFA").	<p>I. ANTECEDENTES SOBRE EL TRAMO DESENERGIZADO QUE DEBE SER DESMANTELADO</p> <p>I.1. El Plan de Expansión ad-hoc fue el primer proceso de planificación centralizada del segmento de transmisión zonal, antiguamente denominado sub-transmisión, y en él se decretó la obra nueva "Construcción Bypass 2x110 kV San Rafael" ("Bypass San Rafael").</p> <p>Como consecuencia de la configuración del Bypass San Rafael, en ese entonces proyectado, un tramo de la Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza ("Línea Aconcagua-Esperanza"), de propiedad de Alfa Transmisora de Energía S.A., en adelante ALFA, quedaría en desuso y debería ser desconectado ("Tramo Desenergizado").</p> <p>No obstante, en el Plan de Expansión ad-hoc el desmantelamiento de ese Tramo no fue considerado. El Tramo Desenergizado ya ha sido desconectado del Sistema Eléctrico Nacional ("SEN"), pero no ha sido desmantelado, motivo por el que se solicita incluir su Desmantelamiento en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión, correspondiente al año 2024 ("ITF de 2024"), del mismo modo en que se ha dispuesto en anteriores procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Por tanto, la presente observación busca subsanar lo anterior e incorporar al ITF de 2024 el desmantelamiento del Tramo Desenergizado como una obra de ampliación de la Línea Aconcagua-Esperanza, consecuencial a la construcción del Bypass San Rafael, decretado en el Plan de Expansión ad-hoc y que determinó la inutilización de instalaciones de transmisión de propiedad de ALFA.</p> <p>El Tramo Desenergizado que debe ser desmantelado tiene 4 kilómetros de longitud, se ubica en una zona urbana de la comuna de Los Andes, de la Región de Valparaíso, en donde atraviesa un conjunto de viviendas y comprende 21 estructuras de torres, correspondientes a las torres 82 a 102, de propiedad de ALFA.</p> <p>En la siguiente Figura N°1 se observa una fotografía de</p>	<p>Incorporar en el Numeral 4 del ITF de 2024, titulado "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal", la obra de ampliación "Desmantelamiento de tramo desenergizado de la Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, correspondiente a las torres 82 a 102", como obra de expansión del sistema de transmisión zonal, Área C, de propiedad de Alfa Transmisora de Energía S.A., cuyo plazo de ejecución es de seis meses y su valor de inversión referencial es de USD 3.000.000 (tres millones de dólares de Estados Unidos de América).</p> <p>En subsidio, se solicita a la CNE incorporar el Desmantelamiento del Tramo Desenergizado en el ITF de 2024, en calidad de Obra Nueva con el plazo de ejecución y valor de inversión referencial antes mencionados, considerando en todo caso que su ejecución exigirá la debida coordinación con ALFA, propietaria de las instalaciones que serán intervenidas (y que conforman el Tramo Desenergizado); y que en función de ello, los trabajos que deba desarrollar ALFA coordinadamente con el titular de la referida Obra Nueva deberán serle remunerados.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra de ampliación que se menciona en la observación no fue presentada como propuesta de expansión, de acuerdo con lo establecido en el artículo 108 del Reglamento. Por lo anterior, y según lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 111 del Reglamento, esta observación se considerará como no presentada. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión, en el marco del siguiente proceso de expansión, evaluará especialmente la forma de abordar en la planificación aquellas obras que requieran el desmantelamiento de instalaciones existentes.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>la comuna de Los Andes y, destacado en color naranja, el Tramo Desenergizado que debe ser desmantelado. (Adjunta Imagen)</p> <p>1.2. Como se indicó anteriormente, el desmantelamiento del Tramo Desenergizado no fue incluido en el Plan de Expansión ad-hoc, siendo dicha circunstancia, además, ratificada por el Coordinador Eléctrico Nacional ("Coordinador"), quien en el marco de las consultas y respuestas del proceso de licitación de las obras de expansión, decretadas como parte del Plan de Expansión ad-hoc, señaló que "[d]e acuerdo a las bases de licitación, el desmontaje de la línea existente no está considerado en el alcance de la obra Construcción Bypass 2x110 kV San Rafael"1. Lo anterior implica que el desmantelamiento del Tramo Desenergizado y su costo no fue considerado en el Plan de Expansión ad-hoc, por lo que no debió ser internalizado en las ofertas presentadas para la construcción del Bypass San Rafael. Por tanto, bajo las circunstancias actuales, el desmantelamiento de este Tramo Desenergizado no ha sido reconocido en la remuneración de ningún propietario de instalaciones de transmisión, así como tampoco se han considerado los eventuales daños producidos a su titular (ALFA), como consecuencia de su intervención, aspectos que son exigidos por la normativa vigente, según se explicará infra.</p> <p>1.3. Si bien el desmantelamiento debió ser incluido como una obra de expansión del Plan de Expansión ad-hoc, su no inclusión en los hechos debe ser subsanada ahora con ocasión del Plan de Expansión 2024, incorporando el desmantelamiento del Tramo Desenergizado ("Desmantelamiento").</p> <p>1.4. La necesidad de subsanar la omisión del Desmantelamiento es evidente si se considera lo realizado en el Plan de Expansión del año 2017, proceso en el que sí se incluyó, bajo la categoría de obra de expansión, el desmantelamiento de determinadas instalaciones de transmisión, requerido como consecuencia de la construcción de un bypass.</p> <p>1.5. De este modo, no decretar como obra de</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>ampliación el Desmantelamiento del Tramo Desenergizado, que quedará en desuso y que no tiene posibilidades de usos alternativos en el futuro, contraviene los objetivos de la expansión de la transmisión y significaría la aplicación de un criterio distinto respecto de anteriores procesos de expansión de la transmisión, sustancialmente similares, por lo que se configuraría una vulneración al principio de igualdad ante la ley y de proscripción de la discriminación arbitraria.</p> <p>II. FUNDAMENTOS POR LOS QUE EL DESMANTELAMIENTO DEBE SER DECRETADO COMO OBRA DE AMPLIACIÓN</p> <p>II.1. Fundamentos jurídicos</p> <p>II.1.1. La normativa actualmente vigente permite la incorporación de una obra de expansión de la transmisión consistente en el desmantelamiento de instalaciones de transmisión.</p> <p>Lo anterior se funda en disposiciones de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”), del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (“Reglamento de Transmisión”), así como en la aplicación práctica que de esa normativa ha realizado la Administración del Estado en anteriores planes de expansión de la transmisión.</p> <p>II.1.2. Si bien el Desmantelamiento del Tramo Desenergizado podría ser parte de una Obra Nueva, como ocurrió en el Plan de Expansión 2017, en el presente caso, una interpretación armónica de la normativa vigente determina que este Desmantelamiento deba ser decretado como una Obra de Ampliación respecto de la Línea Aconcagua-Esperanza, de propiedad de ALFA, de la cual formaba parte hasta hace poco el Tramo Desenergizado.</p> <p>II.1.3. De conformidad con el artículo 89 de la LGSE y el artículo 2, literal n., del Reglamento de Transmisión, las obras de ampliación son aquellas que “aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes”.</p> <p>Por otra parte, el artículo 87, inciso segundo, literal d) de la LGSE establece que la planificación de la transmisión debe realizarse considerando “la posible</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente”.</p> <p>II.1.4. Por su parte, el artículo 72 del Reglamento de Transmisión, en relación con el artículo 71 de la misma norma, enumera de forma no taxativa un conjunto de intervenciones de instalaciones que corresponden a Obras de Ampliación como, por ejemplo, el “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”, por lo que el Desmantelamiento puede subsumirse dentro de la categoría de Obras de Ampliación.</p> <p>Dado que el artículo 72 del Reglamento de Transmisión no establece una enumeración taxativa, el Desmantelamiento podría ser considerado como un tipo de intervención de instalaciones de transmisión, de carácter innominado, el cual se encuentra comprendido en la expresión “entre otras” de dicha norma.</p> <p>Lo anterior, pues con independencia de la categoría particular a la que pertenezca el Desmantelamiento de conformidad con la norma en comento, su naturaleza corresponde a una modificación de instalaciones ya existentes, que aumenta la capacidad y seguridad y calidad del servicio de los tramos de una línea de transmisión energizada, como es la Línea Aconcagua-Esperanza, cumpliendo así con la definición legal y reglamentaria de las obras de ampliación.</p> <p>A mayor abundamiento, el Desmantelamiento propuesto por ALFA supone un “cambio de estructuras”, pues la condición de desuso del Tramo Desenergizado, que debe ser desmantelado, se produjo como consecuencia de la construcción de la obra de expansión del Bypass San Rafael que seccionó la Línea Aconcagua - Esperanza.</p> <p>Adicionalmente, el inciso final del artículo 72 del Reglamento de Transmisión dispone que la modificación de instalaciones que correspondan a obras de ampliación “no podrán degradar el desempeño de las instalaciones existentes, debiendo</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>considerarse los costos asociados y/o los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas”.</p> <p>II.1.5. El Desmantelamiento propuesto cumple con las características de una Obra de Ampliación, ya que se vincula al aumento de la capacidad del sistema de transmisión zonal (Área C), el cual se verificó con la ejecución del Bypass San Rafael y, asimismo, dicho Desmantelamiento aumenta la calidad y seguridad de las instalaciones energizadas que forman parte de la Línea Aconcagua-Esperanza y que son adyacentes al Tramo Desenergizado.</p> <p>De este modo, el Desmantelamiento del Tramo Desenergizado es una obra que permite cumplir los objetivos de seguridad del sistema eléctrico en el marco de la expansión eficiente del sistema de transmisión zonal que representa la ejecución del Bypass San Rafael.</p> <p>II.1.6. En cuanto al aumento de capacidad del sistema y el aporte del Desmantelamiento a él, corresponde considerar que el Bypass San Rafael, que determinó la desconexión del Tramo Desenergizado de la Línea Aconcagua-Esperanza y la necesidad consecuencial de su desmantelamiento, fue decretado para asegurar el abastecimiento de la demanda.</p> <p>Tal fundamento del Bypass San Rafael se puede apreciar en la observación de Colbún S.A. (“Colbún”) al informe técnico preliminar emitido por la CNE, en el marco de la elaboración del Plan de Expansión ad-hoc y la respuesta de la CNE.</p> <p>En efecto, tanto Colbún, promotora del Bypass San Rafael, como la CNE durante dicho proceso de planificación, si bien no utilizaron literalmente las expresiones “abastecimiento de la demanda” ni “seguridad de suministro”, sí se refirieron sustantivamente a esos objetivos sistémicos como la justificación del referido Bypass, en los siguientes términos²:</p> <p>(i) Colbún indicó que para “solucionar la falta de capacidad del tramo Tap Totoralillo - Tap San Rafael”, el que, por características de diseño tenía “una capacidad máxima de 32 MVA (35°C con Sol) por</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>circuito, siendo que la demanda máxima de la SE San Rafael ha alcanzado los 50 MW” (énfasis agregado), se proponían dos obras: una nueva S/E Seccionadora 110 kV Nueva San Rafael (que corresponde a la obra de expansión decretada en dicho plan denominada “Subestación Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV”) y un Bypass en 110 kV en torno a la ciudad de Los Andes, ubicado entre la futura S/E Seccionadora Nueva San Rafael y un punto ubicado aproximadamente a 5 kilómetros del Tap San Rafael, en el tramo comprendido desde el Tap San Rafael hacia el Tap Los Maquis (que corresponde al Bypass San Rafael).</p> <p>Asimismo, en relación con la obra nueva Subestación Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV, Colbún señaló que dicha subestación debía contemplar los espacios necesarios para la futura instalación de equipos de transformación que “permitan dar suministro a los crecimientos de consumo de la zona de la ciudad de Los Andes”; y,</p> <p>(ii) La CNE, al acoger la propuesta de Colbún, señaló que “ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. A su respecto, y conforme a los nuevos antecedentes presentados por el observante, ha concluido que la solicitud presentada resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la nueva obra al conjunto de expansiones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, toda vez que ello permite solucionar los problemas de seguridad de la zona de Aconcagua”.</p> <p>Por tanto, al ser la justificación del Bypass San Rafael la necesidad de abastecer la demanda y otorgar seguridad al suministro de los clientes de la zona de Aconcagua, cabe concluir que el Desmantelamiento del Tramo Desenergizado consolida la consecución de dicho objetivo.</p> <p>II.1.7. En cuanto al aumento de la seguridad de las instalaciones existentes que se logrará con el Desmantelamiento del Tramo Desenergizado, se debe considerar el hecho de que dicho Tramo se emplaza actualmente en una zona urbana, que atraviesa un conjunto de viviendas y que tal circunstancia</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>representa un riesgo tanto para las cosas como para las personas.</p> <p>Por otra parte, al no desmantelar el Tramo Desenergizado, se mantiene una situación de hecho que podría incentivar prácticas prohibidas por la normativa vigente como, por ejemplo, la construcción de edificaciones bajo conductores y el robo o hurto de sus elementos constitutivos.</p> <p>Como parte de sus análisis durante la planificación de la transmisión, la CNE ha incorporado la problemática de la construcción de edificaciones y ocupación de terrenos en donde se encuentran emplazadas instalaciones eléctricas y, en base a ello, ha determinado la necesidad de incorporar obras en los planes de expansión.</p> <p>Por ejemplo, en el marco del proceso de expansión del año 2023, la CNE identificó la necesidad del conjunto de obras denominado "Apoyo al Sistema de Transmisión de Antofagasta", el cual se justificaba, a juicio de la CNE, "debido a problemas de suficiencia y seguridad del abastecimiento producto del crecimiento de la demanda y la ocupación de las franjas de servidumbre de las principales líneas de transmisión que abastecen los consumos de dicha ciudad"³.</p> <p>Por tanto, la constatación de que una eventual ocupación de las franjas de servidumbres de los tramos de la Línea Aconcagua-Esperanza, adyacentes al Tramo Desenergizado, representa un problema de seguridad, configura la hipótesis que habilita a la CNE, conforme a sus propios criterios, para justificar la incorporación del Desmantelamiento de dicho Tramo en el ITF de 2024.</p> <p>En efecto, en el presente caso, el Tramo Desenergizado representa un problema de seguridad desde diferentes perspectivas, tales como: utilización para la construcción de edificaciones irregulares, robo o hurto de los elementos que conforman el Tramo Desenergizado y colapso de las estructuras que lo sostienen debido a robo o hurto de sus partes.</p> <p>Todas estas situaciones están proscritas por la normativa y deben ser evitadas a través de la incorporación del Desmantelamiento en el ITF de 2024.</p> <p>II.1.8. Finalmente, el Desmantelamiento del Tramo</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Desenergizado debe incluirse en el Plan de Expansión 2024 a fin de subsanar la falta de completitud del Proceso de Expansión ad-hoc y, de esa manera, abordar los riesgos que dicha instalación representa tanto para el sistema como para la seguridad de las personas. La postergación del Desmantelamiento para un futuro plan de expansión es improcedente dado que nos encontramos en pleno desarrollo del plan de expansión de 2024 y porque se trata de una obra necesaria al haber sido desconectado el Tramo Desenergizado, no existiendo incertidumbre respecto a la necesidad de ejecutar el Desmantelamiento para la seguridad de las instalaciones eléctricas y también de las personas. Asimismo, el empleo de mecanismos excepcionales, como las obras urgentes del artículo 102, inciso segundo, de la LGSE, o de las obras necesarias y urgentes del artículo 91 bis de la LGSE no son adecuados para abordar el Desmantelamiento. Por una parte, el mecanismo del artículo 102, inciso segundo, de la LGSE, supone la exclusión de obras del proceso de planificación de la transmisión por razones de necesidad y urgencia de la obra, pero ello supone, precisamente, la imposibilidad de que ella sea evaluada en el marco del proceso anual de expansión. Y ocurre que, en este caso, no concurre esa imposibilidad, toda vez que el proceso de expansión anual está actualmente en pleno desarrollo, siendo más pertinente que nunca incorporar el Desmantelamiento del Tramo Desenergizado en el proceso de expansión de la transmisión, año 2024 con ocasión de la dictación del ITF de 2024. Por otra parte, el mecanismo del artículo 91 bis de la LGSE se ha incorporado recientemente con la publicación de la Ley 21.721 en el Diario Oficial de 27 de diciembre de 2024, por lo que su implementación está sujeta a un desarrollo reglamentario que, además de ser desconocido a esta fecha, podría demorar meses, de modo que, en términos de oportunidad, el proceso de expansión de la transmisión 2024 es la instancia idónea para abordar el Desmantelamiento del Tramo Desenergizado.</p> <p>II.1.9. En todo caso, se deja constancia que ALFA está</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>cumpliendo con la adopción periódica de las medidas de mantención y seguridad de las instalaciones del Tramo Desenergizado para preservar la seguridad, pero, ciertamente existen situaciones de hecho que podrían verificarse, y que han ocurrido en el pasado, como el robo o hurto de instalaciones que pertenecen a dicho Tramo o la construcción de viviendas irregulares bajo lo que era su franja de seguridad, todo lo cual crea condiciones para que igualmente se materialicen riesgos de lesiones fatales a las personas o daño a las cosas, lo cual escapa a la esfera de control racional de ALFA y su adopción diligente de las medidas pertinentes de mantención y seguridad.</p> <p>II.2. Fundamentos técnicos-económicos</p> <p>II.2.1. Actualmente, el Tramo Desenergizado se encuentra desconectado de la Línea Aconcagua – Esperanza.</p> <p>Ante esto, ALFA ha adoptado las medidas de seguridad y mantenimiento de la instalación, idóneas para evitar la inestabilidad de su estructura, como asimismo su invasión por parte de personas, mientras se determina por parte de la autoridad la remuneración del Desmantelamiento.</p> <p>Si bien ALFA ha dispuesto medidas para evitar que personas accedan a las instalaciones del Tramo Desenergizado, al tratarse de una instalación desenergizada, podría incentivar, igualmente, acciones como el robo o hurto de elementos de las torres, o la invasión de las franjas de servidumbre para destinarlas a la construcción de viviendas irregulares o incluso a la recreación de los habitantes de la zona.</p> <p>De este modo, a pesar de que ALFA ha adoptado y seguirá desplegando todas las medidas idóneas y bajo su control, que permitan evitar los riesgos señalados en la medida de sus posibilidades racionales, la permanencia del Tramo Desenergizado representa un elemento en desuso que, si no se desmantela, seguirá creando riesgos para las personas y las cosas, entre ellas, las instalaciones eléctricas en operación y las viviendas aledañas.</p> <p>II.2.2. Por otra parte, dado que no se proyectan usos futuros alternativos del Tramo Desenergizado, carece</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>de razonabilidad técnico-económica mantener una infraestructura que no podrá ser empleada a futuro por el sistema eléctrico.</p> <p>El criterio de la presencia de usos alternativos ha sido utilizado por la CNE en anteriores procesos de expansión de la transmisión para no decretar el desmantelamiento de instalaciones⁶, pero en el caso del Tramo Desenergizado, es evidente que ningún uso futuro se podrá hacer de él, principalmente por su emplazamiento en medio de un conjunto de viviendas. A su vez, la propia CNE sostuvo que la situación de las instalaciones que quedarán en desuso, como consecuencia de la incorporación de obras de expansión, sería analizada con ocasión de los siguientes procesos de expansión, por lo que el ITF de 2024 es la instancia idónea y oportuna para incorporar el Desmantelamiento⁷.</p> <p>II.2.3. Existe un riesgo latente de robo o hurto de las instalaciones eléctricas que conforman el Tramo Desenergizado, especialmente si éste se encuentra desconectado.</p> <p>La ocurrencia de estos delitos, además de vulnerar la normativa del Código Penal, pondría en riesgo la estabilidad del Tramo Desenergizado, pudiendo causar el colapso de sus torres en un área densamente poblada.</p> <p>II.2.4. El hecho de que el referido Tramo se encuentre desconectado podría incentivar el uso de una o más de las 21 torres que lo sostienen, a través de 4 kilómetros, para la construcción de edificaciones irregulares, lo que incrementaría el riesgo de ocurrencia de accidentes en personas y que, como efecto de imitación, podría derivar en que se ocupen también franjas de seguridad de otros tramos energizados de la Línea Aconcagua-Esperanza, o de otras instalaciones de transmisión actualmente interconectadas al sistema.</p> <p>II.2.5. El Desmantelamiento es una obra de ampliación necesaria para preservar la seguridad del servicio del sistema eléctrico, por lo que de conformidad con el inciso final del artículo 87 del Reglamento de Transmisión no debe sujetarse a la etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, debiendo ser</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>sometida directamente a la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, regulada en el artículo 89 del Reglamento de Transmisión.</p> <p>Lo anterior es consistente, por una parte, con determinadas exigencias constructivas de la normativa vigente, que no admite siquiera la posibilidad de un riesgo de lesiones o pérdida de vidas humanas. En este sentido, el numeral 5.1.1. del Pliego Técnico Normativo RPTD N°11, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dispone que una línea eléctrica aérea debe ser diseñada y construida de tal manera que “no signifique riesgo de lesiones o pérdida de vidas humanas” y, asimismo, que “no signifique riesgo para las cosas”.</p> <p>Bajo esas exigencias, la pertinencia de que el Desmantelamiento sea sometido directamente a la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio se fundamenta también en el hecho de que el suministro de electricidad constituye un servicio que atiende a una necesidad esencial de la sociedad, cuyas externalidades deben ser debidamente consideradas como elementos sociales. En este sentido, la invasión de franjas de servidumbre de la Línea Aconcagua-Esperanza; la comisión de robos o hurtos de elementos del Tramo Desenergizado; y la ocurrencia de lesiones o pérdida de vidas humanas por materializarse alguno de los riesgos asociados a dicho Tramo, son circunstancias que el planificador de la expansión de instalaciones de servicio público de transmisión debe ponderar a fin de cumplir con los objetivos de la planificación centralizada que le ha sido mandatada.</p> <p>II.2.6. En cuanto a la ejecución del Desmantelamiento, éste comprenderá el desmontaje del conductor y de las estructuras (torres), así como la destrucción de las fundaciones y la restitución del suelo. Considerando que esta obra debe realizarse en una zona densamente poblada y urbana, con espacios reducidos para su ejecución, se estima que será necesario contar con dos cuadrillas para la ejecución de los trabajos en paralelo por un periodo de 6 meses, principalmente debido a que, por ser una zona urbana, se debe trabajar con mayores niveles de precaución.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
10-01	GRUPO CELEO - CELEO	7.4.2. Análisis de Necesidades de acceso abierto; y 8.5. Proyectos de Expansión por Acceso Abierto	<p>Si bien la Sección 7.4.2 del ITP desarrolla una metodología para la consideración de proyectos de expansión requeridos por acceso abierto, su implementación es poco clara.</p> <p>En concreto, en la única obra recomendada por acceso abierto en el ITP (Ampliación S/E Portezuelo – Sección 8.5.1) no se explica de qué manera esa obra satisface la metodología de la Sección 7.4.2 (plazos requeridos, potencial de generación, eficiencia constructiva y variables ambientales y territoriales). Al mismo tiempo, la gran mayoría de proyectos no recomendados (Anexo 1), corresponden a proyectos propuestos por necesidades de acceso abierto, en las que las razones que ofrece la Comisión para justificar su rechazo tampoco se reconducen directamente a la metodología de la sección 7.4.2. del ITP.</p> <p>Consecuencia de lo anterior, es que la consideración o no de proyectos de expansión por acceso abierto es poco predecible y discrecional, generando una altísima tasa de rechazo de proyectos promovidos por acceso abierto.</p> <p>Por lo mismo, nos parece necesario que la Comisión explicita con mayor nivel de detalle y parámetros objetivos su metodología de consideración de necesidades de acceso abierto, por ejemplo, abordando las siguientes preguntas: (i) ¿cuánto potencial de generación (MWs) debe identificarse en la zona en donde se solicita la expansión?; (ii) ¿cuántos interesados en conectarse se consideran “suficientes” para justificar la necesidad de acceso abierto? ¿en qué nivel de desarrollo deben estar esos proyectos?; (iii) ¿qué variables ambientales y territoriales se consideran y cómo?; etc.</p>	<p>(i) Sección 7.4.2. ITP: Explicitar parámetros objetivos para la consideración de proyectos de expansión por acceso abierto, incluyendo, entre otros, potencial de generación según EGPTs, número de interesados en conectarse, variables ambientales y territoriales, etc.</p> <p>(ii) Sección 8.5.1. Explicitar en mayor detalle de qué manera la Ampliación SE Portezuelo satisface los criterios de la sección 7.4.2 del ITP. En resumen, entregar antecedentes para entender por qué ese proyecto fue el único recomendado (a diferencia de las decenas de proyectos por acceso abierto no recomendados incluidos en el Anexo I) y cómo esas condiciones no se cumplieron en el resto de las obras de ampliación propuestas.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Es importante indicar que, en conformidad con lo dispuesto en el artículo 74 del Reglamento de Planificación, los proyectos por necesidades de acceso abierto se determinaron a partir de aquellas propuestas presentadas por los promotores de proyectos y el Coordinador cuya finalidad corresponda a la conexión de proyectos a los Sistemas de Transmisión, así como aquellas necesidades detectadas por la propia Comisión a partir del diagnóstico realizado en la etapa de Análisis Preliminar.</p> <p>Para ahondar en lo anterior, aquellas obras promovidas por necesidades de acceso abierto consideran el interés y antecedentes presentados por promotores que, en conjunto, generan una señal de la oportunidad, ubicación y requerimiento de acuerdo a los plazos considerados para desarrollo de soluciones a través de los planes de expansión. En ese sentido, si bien las solicitudes de acceso abierto son un antecedente importante para definir los proyectos de expansión en general y permiten identificar una necesidad en la zona, también se hace relevante el interés expuesto por los desarrolladores de los proyectos de generación en las soluciones de transmisión requeridas, con la finalidad de identificar la oportunidad y definir lo más eficientemente posible su inclusión en los planes de expansión. Asimismo, se considera el estado de desarrollo de los proyectos de transmisión decretados en la zona que habilitan la evacuación de la energía.</p> <p>En particular, para el caso de la obra "Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM)", esta Comisión consideró los antecedentes mencionados, identificándose propuestas e interés de desarrolladores de proyectos de generación en la zona y considerándose oportuna y eficiente la solución.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se considerará profundizar lo descrito en el Capítulo 7.4.2 del ITP, en el marco de futuros procesos de planificación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
10-02	GRUPO CELEO - CELEO	Anexo 1 – ID Obra 26-04 (Nva. Línea Loica – A. Melipilla – Lo Aguirre 1x220 kV).	<p>Ya desde planes de expansión anteriores, hemos venido destacando que en la zona del Lago Rapel existe un potencial renovable relevante (eólico, solar), cuyo aprovechamiento eficiente está limitado por las restricciones de seguridad (criterio N-1) sobre el corredor 3x220 kV Alto Melipilla – Loica. Esta apreciación no solo se basa en las numerosas solicitudes de acceso abierto en la zona, sino que además por la promoción, por parte de diversos actores, de proyectos que buscan aliviar los escenarios de congestión. Así, en este plan, (i) el CEN y Transelec propusieron el aumento de capacidad de la línea entre Loica – Melipilla; (ii) Colbún propuso el cambio de conductor en el corredor 2x220 kv Portezuelo – Loica – Alto Melipilla; y (iii) nosotros (Celeo) propusimos la nueva línea Loica – A. Melipilla – Lo Aguirre. En el caso de esta última obra, se comprobó que la obra entrega beneficios económicos para el Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>Lo mismo ocurrió en el Plan de Expansión 2023, donde diversos actores promovieron ampliaciones por el sector (AES Andes, Enel Green Power, Celeo). La cantidad y diversidad de actores (i.e. transmisores y generadores) que identifican problemas de congestión futuros en la zona es indicativo de que existe una necesidad real, a la cual la planificación de la transmisión debiera anticiparse.</p>	Se solicita revisar la pertinencia de la “Nueva línea Loica – A. Melipilla – Lo Aguirre 1x220 kV” (ID 26-04).	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la conformación de los EGPT, se destaca que de acuerdo con lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la planificación energética de largo plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022" emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma y de acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de Transmisión y Planificación de la Transmisión y lo establecido en el capítulo 7 del presente Informe Técnico, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido, y a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras.</p> <p>Por otro lado, adicional a la obra referida, se realizó un análisis exploratorio considerando un aumento integral de la transmisión en la zona sin identificarse beneficios relevantes en todo el periodo.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se continuará analizando la zona y levantando mayores antecedentes con la finalidad de identificar en el siguiente Plan de Expansión la solución, si fuese requerida, para las necesidades referidas en la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
11-01	GRUPO CELEO - DATE	Anexo 1 – ID Obra 26-01 (Ampliación S/E Illapa).	<p>La CNE no recomendó este proyecto, ya que en su concepto “no se visualizan otros requerimientos de conexión de proyectos de generación que pudieran impulsar una obra de expansión en el presente informe”. Es decir, que no existirían antecedentes de proyectos de generación que pudieran requerir su conexión en dicha S/E.</p> <p>Ahora bien, si se revisan los antecedentes disponibles en el portal de licitaciones del Ministerio de Bienes Nacionales, se advierte que en las cercanías de la S/E Illapa se han gatillado numerosas licitaciones de concesiones de uso oneroso (CUOs) para el desarrollo de proyectos de energía. Estas CUOs se inician a petición de particulares que buscan terrenos para el desarrollo de proyectos de generación o almacenamiento. Es decir, las licitaciones de CUOs son un buen proxy para identificar futuros requerimientos de conexión.</p> <p>En el caso particular del sector de la S/E Illapa, por medio del Decreto Exento MBN N°509/2022, se llamó a licitación para otorgar CUOs sobre 9 lotes (lo que refleja un alto interés en la zona). Una de esas CUOs (“Sector Diego de Almagro”) no tiene alternativa de conexión a esta fecha, siendo la Ampliación en la S/E Illapa que se solicita la vía idónea y más eficiente para conectarse a la red. Asimismo, uno de estos lotes se encuentra adjudicado y con un proyecto en desarrollo. Este proyecto corresponde a la CUO asociada al Lote “Sector Diego de Almagro ubicado em Ruta C-17 altura km 105 aprox”. Dicho proyecto no tiene punto de conexión, debido a que no hay espacio disponible en S/E Illapa para conectar nuevos proyectos de generación, así como ningún proyecto tendría espacio disponible para conectarse.</p>	Incorporar la obra “Ampliación S/E Illapa” (ID 26-01) dentro de las obras recomendadas por acceso abierto (sección 8.5 ITP).	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De lo indicado en las observaciones, no se distinguen elementos adicionales a los considerados en los análisis desarrollados por esta Comisión, por lo que no se identificarían 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 aquellas obras promovidas por necesidades de acceso abierto consideran el interés y antecedentes presentados por promotores que, en conjunto generan una señal de la oportunidad, ubicación y requerimiento de acuerdo con los plazos considerados para desarrollo de soluciones a través de los planes de expansión. En ese sentido, si bien las solicitudes de acceso abierto son un antecedente importante para definir los proyectos de expansión en general y permiten identificar una necesidad en la zona, también se hace relevante el interés expuesto por los desarrolladores de los proyectos de generación en las soluciones de transmisión requeridas, con la finalidad de identificar la oportunidad y definir lo más eficientemente posible su inclusión en los planes de expansión. Asimismo, se considera el estado de desarrollo de los proyectos de transmisión decretados en la zona que habilitan la evacuación de la energía.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
12-01	AES Chile	1.- Capítulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 31-01, Proyecto Cambio conductor tramo Likanantai - Nueva Zaldívar 220KV)	La zona donde se ubicará el proyecto tiene un potencial importante de generación ERNC. En efecto, existen proyectos en construcción y proyectos que se encuentran en proceso de permisos. Cabe mencionar que la Comisión indica que el proyecto cumple con generar beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, pero que recomienda postergarla al no presentar beneficios durante los primeros años de evaluación. En el plan de expansión del año 2020, se recomendó la ampliación del tramo en cuestión por un doble circuito de 660 MVA, el cual quedo fijado en el Decreto Exento N°185 de 2021, licitado y recientemente adjudicado, pero sin avances. El análisis de la Comisión no considera la evaluación de reemplazar la ampliación fijada, que aún no inicia su proceso de construcción, y de esta forma aprovechas las eficiencias constructivas, disminuir los costos y aspectos operativos de realizar una nueva ampliación en el tramo en cuestión.	Se propone realizar una evaluación económica reemplazando la ampliación fijada en Decreto Exento N°185 de 2021, por la ampliación propuesta por AES, incluyendo los menores costos de considerar una sola ampliación y no dos ampliaciones en el horizonte de evaluación.	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, toda vez que lo dispuesto en el Artículo 75º del Reglamento de Planificación no permite la modificación de proyectos decretados y adjudicados. Sin perjuicio de lo anterior, se incluye en la zona la obra "Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)", y se realizará una nueva revisión en el siguiente proceso del Plan de Expansión, con el objetivo de identificar el proyecto que resuelva de manera oportuna y eficiente las necesidades adicionales descritas en la observación.
12-02	AES Chile	2.- Capítulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 31-02, Proyecto Cambio conductor tramo 3x220 kV Loica - Alto Melipilla)	La zona donde se ubicará el proyecto tiene un potencial importante de generación ERNC. En el plan de expansión 2024 existen diversos promotores que incluyen proyectos de generación ERNC por sobre los 100MW, entre ellas, tecnologías solares, eólicas y BESS. De la revisión de las bases de datos publicadas por la CNE como Anexos del plan de expansión 2024, se observa que no se incluyen proyectos de generación en ningún escenario de EGPT, siendo que esta zona tiene un potencial significativo de generación ERNC.	Se propone incluir proyectos genéricos de tecnología solar, eólica y BESS en los EGPT utilizados por la CNE, realizando una revisión de la zona de análisis, pues ya se conoce que esta zona tiene un potencial significativo de generación ERNC. Los nudos candidatos a conectar estos proyectos genéricos serían; Loica, Quelentaro, Portezuelo, Litueche y otros que estime conveniente la Comisión.	Ver observación 10-02.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
12-03	AES Chile	3.- Capítulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 31-06, Proyecto Seccionamiento en San Simón)	Según lo indicado por la Comisión el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados. Sin embargo, al revisar la base de datos que acompaña la evaluación económica realizada por la Comisión, donde se incluyen los planes de obras de generación y en particular los contenidos en los escenarios del EGPT, se observa que los proyectos de generación futuros solamente se conectan a la subestación Lagunas Dado que en los alrededores de S/E San Simón existen terrenos de Bienes Nacionales adjudicados para el desarrollo de proyectos de generación, resulta razonable que las Bases de datos reflejen proyectos futuros conectados en ella, por lo que se requeriría disponer de puntos de conexión (ampliación de barras) y análisis de cargabilidad del sistema de transmisión.	Se propone a la Comisión realizar una revisión de la localización de la oferta de generación en el norte del SEN, incorporando proyectos en S/E San Simón y de esa forma realizar una inclusión diversificada (óptima) entre diversos nudos del norte del SEN. Cabe mencionar que la zona donde se encuentra dicha S/E existen proyectos ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y terrenos de Bienes Nacionales asignados por Licitación del 2023,	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la planificación energética de largo plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022", emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía, el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma y de acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de Planificación y lo establecido en el capítulo 7 del presente Informe Técnico, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido y, a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras.</p> <p>Adicionalmente, la Comisión realiza sensibilidades en la conexión de las centrales en cada EGPT, tomando en cuenta las propuestas de expansión, los antecedentes disponibles sobre nuevos desarrollos y las observaciones presentadas por empresas e interesados en el proceso de planificación. En este sentido, se recomienda a los desarrolladores entregar oportunamente durante el periodo de presentación de propuestas de cada plan de expansión, los antecedentes técnicos y comerciales necesarios para evaluar adecuadamente la necesidad de expansiones en zonas específicas.</p> <p>Respecto a la obra de expansión propuesta, la Comisión identificó que faltan antecedentes suficientes para determinar su pertinencia y oportunidad. En la propuesta se indica que la obra presenta beneficios positivos en tres escenarios evaluados sobre la base del Plan de Expansión 2023, pero se condiciona a la entrada de 750 MW de generación fotovoltaica y 750 MW de almacenamiento en la S/E San Simón. La Comisión considera que, para respaldar un proyecto de esta magnitud en la barra, es necesario contar con mayores antecedentes que validen la operación óptima del sistema híbrido y que permitan realizar una comparación adecuada entre:</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
					<p>a. Un escenario con la propuesta de expansión y su operación óptima del sistema híbrido.</p> <p>b. Un escenario sin la propuesta de expansión y su operación óptima del sistema híbrido.</p> <p>Dado la necesidad de contar con mayores antecedentes y estudios que respalden los beneficios proyectados, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión. No obstante, será evaluado en futuros procesos de planificación en espera de información adicional que permita sustentar su viabilidad.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
12-04	AES Chile	4.- Capitulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 31-07, Proyecto Subida 220kV a 500kV tramo Likanantai - Parinas)	Según lo indicado por la Comisión, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados. Sin embargo, no se realizaron evaluaciones donde pueda existir sinergia con otras obras propuestas, por ejemplo, la obra ID 31-01 o ID 31-04 u otras que se hayan evaluado en el estudio de plan de expansión presentado por la Comisión.	Se propone realizar una evaluación económica realizando simulación en conjunto de obras, como por ejemplo: (i) ID 31- 01 + ID 31-07; (ii) ID 31-04+ ID 31-07; (iii) ID 31-01 + ID 31-04+ ID 31-07; u otras combinaciones que la Comisión estime conveniente o que se hayan evaluado en el estudio de plan de expansión presentado por la Comisión.	Se acoge parcialmente la observación. En los análisis realizados en la zona de influencia del proyecto referido, se identificaron mejores alternativas de diseño en el sistema que serán revisadas en el siguiente Proceso de Expansión, con el objetivo de promover la solución oportuna de mayor eficiencia, cumpliendo lo establecido en el Artículo 87º de la LGSE.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-01	SAESA - STM	<p>INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2024</p> <p>4.1.2 Ampliación en S/E Maipú (RTR ATMT)</p>	<p>En virtud de los resultados entregados en el archivo “Análisis radial ITP 2024.xlsx”, al proyectar al año 2030, se verifica que las unidades de transformación en la S/E Maipú, T2 y T4 110/12 kV, ambas de 110/12 kV 22,4 MVA, superan el 102,2% y el 95,2% de su capacidad nominal, respectivamente, incumpliendo el criterio de suficiencia y justificando la necesidad de una obra. Por lo tanto, y en función de los análisis realizados, la Comisión Nacional de Energía propone el aumento de capacidad mediante la obra “Ampliación en S/E Maipú (RTR ATMT)”.</p> <p>(adjunta tabla)</p> <p>De acuerdo con la descripción de la obra, el proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación mediante el reemplazo del transformador N°4, actualmente de 110/12,5 kV y 22,4 MVA, por un nuevo equipo de transformación de 110/12,5 kV con una capacidad mínima de 50 MVA y equipado con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). No obstante, aunque el proyecto resuelve los problemas de suficiencia en la subestación, la cargabilidad media proyectada al año 2033 sigue siendo elevada, alcanzando un valor cercano al 73%.</p> <p>(adjunta Tabla)</p> <p>Por otra parte, al evaluar un escenario de operación N-1, ante la eventual falla del nuevo equipo de transformación, la subestación permanecerá prácticamente en las mismas condiciones de seguridad, con una potencia firme de 47,4 MVA (en comparación con los 44,8 MVA de la condición sin proyecto). Esto se traduce en una cargabilidad aproximada del 150% al año 2033.</p> <p>En términos constructivos, para ejecutar el reemplazo del actual Transformador T4, básicamente se debe construir el nuevo transformador en otra ubicación, con todas sus conexiones para recién retirar el actual T4. En virtud de anterior, la diferencia entre el monto</p>	<p>Considerar un cambio de alcances respecto a la propuesta incluida en el ITP, específicamente, instalando un nuevo equipo de transformación sin retirar el existente.</p>	<p>Ver observación 10-02.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>de inversión de la instalación de un nuevo equipo en contraste a el reemplazo del actual Transformador T4 es marginal.</p> <p>Por otra parte, la instalación de un nuevo transformador T4 de 50 MVA permitirá mejorar las condiciones de seguridad en la subestación, incrementando la potencia firme a 69,8 MVA (en comparación con los 47,4 MVA que se tendrían en caso de realizar únicamente el reemplazo). Finalmente, la subestación se mantendría alineada con los estándares y criterios de diseño de las instalaciones de STM, orientados a un desarrollo máximo de 4 x 50 MVA.</p> <p>(adjunta Tabla)</p> <p>Finalmente, de acuerdo con análisis de ingeniería, no sería posible conectar el nuevo equipo de transformación a la sección de barra N°1 en 110 kV.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-02	SAESA - STM	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-01</p> <p>Ampliación SE Ochagavía - RTR</p> <p>ATMT 110-12 kV 40x50 MVA</p>	<p>De acuerdo con lo indicado en el “ID – Obra” 36-01, el argumento de no recomendación detalla que; “El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión y, en particular, para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Ochagavía. 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 informe técnico del plan de expansión. En los anexos de este informe se encuentran las cargabilidades esperadas para esta instalación.”. Sin embargo, de la revisión del mencionado anexo, “Análisis radial ITP 2024.xlsx”, se puede verificar que el transformador T2 110/12 kV 50 MVA alcanzaría un 104% de carga al año 2030, incumpliendo el criterio de suficiencia. Cabe destacar que, si bien existe una unidad de respaldo 110/12 kV 13,3x3 MVA, este no puede tomar carga de manera permanente ya que, la barra en media tensión existente no cuenta con un paño seccionador, por ende, toda la demanda es abastecida desde el Transformador T2.</p> <p>(adjunta Tabla)</p> <p>Por otra parte, de acuerdo con análisis de ingeniería, considerando el alcance del proyecto propuesto y los espacios disponibles de la subestación, no es factible instalar nuevos bancos de condensadores MT, ya que la subestación se encuentra prácticamente en su máxima ocupación.</p>	<p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM, “Ampliación SE Ochagavía – RTR ATMT 110-12 kV 40x50 MVA”, en plan de expansión 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la proyección de las cargabilidad en el transformador N°2 110/12,5 kV de S/E Ochagavía, se observa que el equipo presenta una cargabilidad superior al 85%. Esta situación se genera debido a que el análisis presentado por la empresa observante considera que el transformador N°1 no está habilitado para abastecer demanda.</p> <p>Si esta unidad en reserva tomara carga, podría descargar la unidad N°2 y dejarla operando con un factor de utilización menor al 85% en el periodo de análisis.</p> <p>Adicionalmente, es pertinente señalar que la unidad que actualmente no toma carga en condiciones normales de operación se encuentra siendo remunerada de la misma forma que la otra unidad de transformación.</p> <p>Finalmente, y de acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, si la unidad que opera en vacío abasteciera parte de la demanda, se lograrían mitigar los problemas de suficiencia en el periodo el periodo de análisis.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-03	SAESA - STM	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-02</p> <p>Ampliación SE Santa Elena - NTR ATMT 110-23 kV 50 MVA</p>	<p>En primera instancia, es necesario señalar que en el documento titulado “PE-02_SE Santa Marta - NTR ATMT 110-12 kV 50 MVA.xlsx” se ha identificado un error en el contenido de la celda C4 de la hoja “1. Antecedentes Básicos”. En dicha celda se consigna la referencia “Ampliación SE Santa Elena - NTR ATMT 110-23 kV 50 MVA”, no obstante, tanto el documento en su conjunto como los antecedentes presentados hacen alusión a “SE Santa Marta”. Se interpreta que, de no haberse producido este error, la respuesta obtenida habría sido equivalente a la indicada en el ID – Obra 01-90, respecto a la iniciativa “Ampliación en S/E Santa Marta (RTR ATMT)”, presentada por el Coordinador.</p> <p>Partiendo de esta base, en virtud de los resultados entregados en el archivo “Análisis radial ITP 2024.xlsx”, al proyectar al año 2030, se verifica que la unidad de transformación en la S/E Santa Marta, T1 110/12 kV, de 50 MVA, alcanza el 93% de su capacidad nominal, incumpliendo el criterio de holgura. Ante esto, en el documento “Anexo 1: Proyectos no recomendados”, la CNE indica que “... si se balancea la carga de las unidades de transformación, no se presentarían problemas de suficiencia en el periodo de análisis. Por otro lado, se incorpora una obra de ampliación en S/E Maipú que permitiría descargar las unidades de 110/12 kV de la S/E Santa Marta...”, desistiendo de la iniciativa.</p> <p>Por su parte, según información entregada por Enel Distribución, a través del documento adjunto “Respuesta STM Alim LB QU SM MP 2.pdf”, los actuales proyectos en desarrollo permitirán resolver las sobrecargas en las áreas cercanas a la S/E Santa Marta, destacando entre ellos el nuevo alimentador “Contador” proveniente de la S/E Bicentenario. Esta subestación cuenta con un transformador de 50 MVA y capacidad para 8 alimentadores, de los cuales uno está asignado a este proyecto, cuya entrada en servicio está prevista para 2025. Considerando que ambas subestaciones están separadas por solo 3,2 km en línea recta, resulta viable planificar alimentadores desde la S/E Bicentenario hacia el sur para atender las</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 bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, entre otros criterios, mediante umbrales definidos por la misma CNE.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se propone como umbral una potencia no suministrada de 10 MVA.</p> <p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM, “Ampliación SE Santa Elena - NTR ATMT 110-23 kV 50 MVA”, en plan de expansión 2024, considerando un cambio de alcances según lo indicado.</p>	<p>No se acoge observación.</p> <p>Respecto a la observación, esta Comisión considerará los respectivos antecedentes para justificar una obra de ampliación en la S/E Santa Marta 12 kV y no en la S/E Santa Elena 12 kV. De todos modos y como se respondió en el Anexo 1 - Obras no recomendadas, en particular en la ID 01-90, esta Comisión no cuenta con antecedentes suficiente que permitan incorporar esta obra por los criterios de suficiencia, toda vez que se pudiera considerar un balance entre las mismas unidades de la S/E Santa Marta o bien, descargas por distribución con subestaciones aledañas como S/E Bicentenario o S/E Maipú la que, a propósito de este proceso, incorpora una ampliación.</p> <p>Respecto a incorporar esta obra por criterio de seguridad, al no tener una normativa que indique que los sistemas de transmisión zonales se deben planificar considerando un criterio N-1, esta Comisión no acoge la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>necesidades en las zonas aledañas a S/E Santa Marta, por lo tanto, no sería necesaria la construcción de una nueva salsa de celdas.</p> <p>Sin perjuicio de aquello, un balance de carga en los transformadores o distribución hacia una subestación aledaña no soluciona los problemas de seguridad que presenta la S/E Santa Marta, ya que al evaluar un escenario de operación N-1, ante la eventual falla de uno de uno de los transformadores de 50 MVA 110/12 kV, se tendría una potencia no suministrada cercana a 30 MVA.</p> <p>(adjunta tabla)</p> <p>Finalmente, según “Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023”, se estima la publicación de la modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio en el Diario Oficial para mayo 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Esto significaría postergar los problemas de seguridad en la S/E Santa Marta 12 kV hasta el año 2032.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-04	SAESA - STM	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-04</p> <p>Ampliación SE San José - RTR ATMT 110-12 kV 22,4 MVA por 50 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la seguridad en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a S/E San José. Específicamente, ante la falla del transformador 110/12 kV 50 MVA se tendrá un bloque de potencia no suministrado cercano a los 20 MVA en el año 2030.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE, "... si se realiza un balance de las cargas conectadas a cada transformador de poder, se lograrían mitigar los problemas de suficiencia para el periodo de estudio. Por lo anterior, resulta factible postergar la incorporación de esta obra en el presente proceso de expansión ...", sin embargo, cabe destacar que el balance de carga en los transformadores de una subestación primaria está supeditado a la iniciativa por parte de la empresa distribuidora de realizar los correspondientes trasposos de carga que permiten dicho balance. Sin perjuicio de aquello, un balance de carga en los transformadores no soluciona los problemas de seguridad que presenta la S/E San José, motivo principal por el cual STM presentó este proyecto. Lo anterior, añadido a que según "Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023", se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Esto significaría postergar los problemas de seguridad en la S/E San José hasta el año 2032, cuando se proyectan cerca de 27 MVA no suministrados ante la pérdida de una unidad de transformación de 50 MVA.</p> <p>(adjunta tabla)</p> <p>Finalmente, de acuerdo con el análisis complementario de elaboración interna, detallado en el documento adjunto "2025-01-10_Análisis Consumo de Reactivos TRs ATMT Anillo 110 kV.pdf", un equipo de transformación presenta un consumo interno de reactivos ante la variación de su corriente de carga, asociado a las pérdidas en la reactancia de fuga. Para el caso de los transformadores ATMT de 50 MVA de propiedad de STM, se realiza un análisis teórico, el cual</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 bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, entre otros criterios, mediante umbrales definidos por la misma CNE.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se propone como umbral una potencia no suministrada de 10 MVA.</p> <p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM, "Ampliación SE San José - RTR ATMT 110-12 kV 22,4 MVA por 50 MVA", en plan de expansión 2024 considerando además el cambio de alcance relacionado a la compensación de reactivos.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto al argumento del balance de las unidades de transformación, esta Comisión cumple con mencionar que no necesariamente está supeditado a la iniciativa de la empresa de distribución sino que a una coordinación entre ambas partes y el Coordinador para que el cliente final tenga una calidad de servicio acorde a las instalaciones de transmisión y distribución que se tengan disponibles, y es responsabilidad de ambas partes velar por que sus respectivas instalaciones no tengan operaciones indeseadas con disponibilidad de activos, en este caso, unidades de transformación con disponibilidad de tomar demanda.</p> <p>Considerando lo anterior, y en vista de que no se presentaron nuevos antecedentes por parte de la empresa que muestren que el balance entre las unidades de transformación no mitigaría los problemas de suficiencia, esta Comisión no acoge la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>arroja que la compensación óptima es de 9,6 MVAR, como se muestra en Figura 1 de la presente observación.</p> <p>Adicionalmente, a nivel agregado de todos los TRs ATMT del Anillo 110 kV del Gran Santiago, el consumo interno de reactivos es cercano a los 450 MVAR al año 2024, llegando a aproximadamente 700 MVAR al año 2035 como se muestra en Figura 2 de la presente observación. Por lo tanto, se debe aprovechar la sinergia constructiva en cada obra de ampliación circunscrita a subestaciones ATMT, para la instalación de bancos de condensadores y apuntar a una compensación sistémica en el largo plazo. Específicamente, la instalación de un BBCC de 9,6 MVAR para el nuevo equipo propuesto y para el transformador T3.</p> <p>(adjunta Grafico)</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-05	SAESA - STM	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-05</p> <p>Ampliación SE Lo Valledor - NTR ATMT 110-12 kV 50 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la seguridad en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a S/E Lo Valledor. Específicamente, ante la falla del transformador 110/12 kV 50 MVA se tendrá un bloque de potencia no suministrado cercano a los 20 MVA en el año 2030.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE, "... si se balancea la carga de las unidades de transformación, no se presentarían problemas de suficiencia en el periodo de análisis. Por lo anterior, no se acoge la incorporación de la obra al presente proceso de expansión ...", sin embargo, cabe destacar que el balance de carga en los transformadores de una subestación primaria está supeditado a la iniciativa por parte de la empresa distribuidora de realizar los correspondientes traspasos de carga que permiten dicho balance. Sin perjuicio de aquello, un balance de carga en los transformadores no soluciona los problemas de seguridad que presenta la S/E Lo Valledor, motivo principal por el cual STM presentó este proyecto. Lo anterior, añadido a que según "Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023", se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Esto significaría postergar los problemas de seguridad en la S/E Lo Valledor hasta el año 2032, cuando se proyectan cerca de 28 MVA no suministrados ante la pérdida de una unidad de transformación de 50 MVA.</p> <p>(adjunta imagen)</p> <p>Finalmente, según lo detallado en el Anexo "2025-01-10_Análisis Consumo de Reactivos TRs ATMT Anillo 110 kV.pdf" preparado por STM, se propone aprovechar la sinergia constructiva en cada obra de ampliación circunscrita a subestaciones ATMT, para la instalación de bancos de condensadores y apuntar a una compensación sistémica en el largo plazo. Específicamente, la instalación de un BBCC de 9,6 MVar</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 bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, entre otros criterios, mediante umbrales definidos por la misma CNE.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se propone como umbral una potencia no suministrada de 10 MVA.</p> <p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM, "Ampliación SE Lo Valledor - NTR ATMT 110-12 kV 50 MVA", en plan de expansión 2024 considerando además el cambio de alcance relacionado a la compensación de reactivos.</p>	<p>Ver respuesta de observación 13-04.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			para el nuevo equipo propuesto y para el transformador T4.		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-06	SAESA - STM	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-07</p> <p>SE San Pablo - Ampliación Barra 110 kV + Norm. Tap OFF San Pablo</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión zonal, específicamente para los clientes del corredor San Pablo – Lo Prado 110 kV, que abastece las subestaciones Lo Aguirre, Lo Prado, Curacaví y futura SE ENEA.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE, "...a partir del análisis realizado por esta Comisión, se estima 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, descrita en la Resolución Exenta CNE 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, según "Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023", se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Esto significaría postergar los problemas de seguridad en la zona hasta el año 2032.</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 bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, entre otros criterios, mediante umbrales definidos por la misma CNE.</p> <p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM, "SE San Pablo - Ampliación Barra 110 kV + Norm. Tap OFF San Pablo", en plan de expansión 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Dado que la observación no aporta antecedentes adicionales a los presentados en la etapa de presentación de propuestas del proceso 2024, y que permitan justificar la incorporación de la obra al presente proceso de expansión, esta Comisión mantiene su decisión de no incluirla.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-07	SAESA - STM	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-08</p> <p>SE ENEA - Ampliación Barra 110 kV GIS IM en 1 Diagonal</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión zonal, específicamente para los clientes del corredor San Pablo – Lo Prado 110 kV, que abastece las subestaciones Lo Aguirre, Lo Prado, Curacaví y futura SE ENEA.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE, "...a partir del análisis realizado por esta Comisión, se estima 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, descrita en la Resolución Exenta CNE 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, según "Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023", se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Esto significaría postergar los problemas de seguridad en la zona hasta el año 2032.</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 bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, entre otros criterios, mediante umbrales definidos por la misma CNE.</p> <p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM, "SE ENEA - Ampliación Barra 110 kV GIS IM en 1 Diagonal", en plan de expansión 2024.</p>	<p>Ver respuesta ID 13-06.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-08	SAESA - STM	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-09</p> <p>Tendido Segundo Circuito San Pablo – ENEA 110 kV + Refuerzo Tramo Existente</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión zonal, específicamente para los clientes del corredor San Pablo – Lo Prado 110 kV, que abastece las subestaciones Lo Aguirre, Lo Prado, Curacaví y futura SE ENEA.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE, “...a partir del análisis realizado por esta Comisión, se estima 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, descrita en la Resolución Exenta CNE 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, según “Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023”, se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Esto significaría postergar los problemas de seguridad en la zona hasta el año 2032.</p>	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-09</p> <p>Tendido Segundo Circuito San Pablo – ENEA 110 kV + Refuerzo Tramo Existente El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión zonal, específicamente para los clientes del corredor San Pablo – Lo Prado 110 kV, que abastece las subestaciones Lo Aguirre, Lo Prado, Curacaví y futura SE ENEA.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE, “...a partir del análisis realizado por esta Comisión, se estima 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, descrita en la Resolución Exenta CNE 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, según “Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023”, se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, es decir, sería aplicable por la industria para</p>	<p>Ver respuesta ID 13-06.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
				<p>la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Esto significaría postergar los problemas de seguridad en la zona hasta el año 2032. 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 bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, entre otros criterios, mediante umbrales definidos por la misma CNE.</p> <p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM, "Tendido Segundo Circuito San Pablo – ENEA 110 kV + Refuerzo Tramo Existente", en plan de expansión 2024.</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-09	SAESA - STM	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-11</p> <p>Nueva SE Isabel Riquelme 220- 110 kV 400 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la suficiencia y seguridad en el abastecimiento de la demanda para los transformadores 220/110 kV en S/E Chena. En específico, al considerar un escenario de demanda máxima en invierno día a 25°C, además de incluir los aumentos de demanda asociados a proyectos Data Center que cuentan con Declaración en Construcción o Autorización para Declararse en Construcción, los transformadores 220/110 kV de S/E Chena alcanzarán una carga promedio de 97% al año 2033, incumpliendo el criterio de holgura. Adicionalmente, sólo con el incremento vegetativo de demanda y ante la contingencia de uno de los transformadores 220/110 kV de S/E Chena, la otra unidad de transformación alcanzará una cargabilidad de 112% al año 2033, evidenciando un problema de seguridad en el abastecimiento de la demanda para el Anillo de 110 kV de la Región Metropolitana.</p> <p>A continuación, se muestran los resultados para los transformadores 220/110 kV del entorno, en proyección de demanda vegetativa, tanto para condición N, N-1, sin y con proyecto.</p> <p>Condición de Operación Normal – Sin Proyecto (adjunta grafico)</p> <p>Condición de Operación Normal – Con Proyecto (adjunta grafico)</p> <p>Condición de Contingencia ATR Chena – Sin Proyecto (adjunta grafico)</p> <p>Condición de Contingencia ATR Chena – Con Proyecto (adjunta grafico)</p> <p>Finalmente, con el objetivo de tener mayores antecedentes sobre la factibilidad constructiva de la nueva subestación, STM estudiará en mayor detalle el impacto social y ambiental que tendrá esta instalación en la zona de emplazamiento.</p>	<p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM, “Nueva SE Isabel Riquelme 220 – 110 kV 400 MVA”, en plan de expansión 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a los antecedentes presentados en esta observación, esta Comisión cumple con mencionar que, de acuerdo con nuestros análisis, si no se considera la conexión del Data Center Pucará, no se tendrían cargabilidades superiores al 85% en las unidades de transformación de la S/E Chena. Por otro lado, si se considera la conexión de este proyecto, las unidades de Chena tampoco superarían el 100% de la cargabilidad de los transformadores por lo que no habría pérdida de suministro asociado a la conexión de este nuevo cliente. Debido a lo anterior, y en vista que el Data Center aún no toma demanda ya que, según los datos más recientes que dispone esta Comisión, el proyecto se encuentra con una prórroga para la obtención de la declaración en construcción, se postergar la evaluación de soluciones en transmisión para el siguiente proceso de transmisión.</p> <p>Adicionalmente, cabe mencionar que, debido al diagnóstico realizado por esta Comisión respecto al sistema denominado como Anillo de la RM, se observan posibles problemas de suficiencia en ciertos puntos del sistema, por lo que se estará evaluando un conjunto de alternativas que permitan solucionar los problemas del mediano y largo plazo de la Región Metropolitana. En consecuencia, esta propuesta y otras más de la zona serán abarcadas en los estudios que esta Comisión realizará durante el proceso de expansión 2025.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-10	SAESA - STM	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-12</p> <p>Nueva SE Peñalolén 110-12 kV 50 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la seguridad en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a S/E La Reina. Específicamente, ante la falla del transformador 110/12 kV 50 MVA se tendrá un bloque de potencia no suministrado cercano a los 21 MVA en el año 2031.</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, y tomando en cuenta que en el Plan de Expansión del año 2019 incluyó la ampliación de la S/E La Reina (reemplazo del transformador 110/12 kV de 20 MVA por una unidad de 50 MVA), muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente informe técnico del plan de expansión ...”, sin embargo, cabe destacar que, según los análisis de demanda realizados por STM, ya se tiene considerado el reemplazo de la unidad N°1 de 20 MVA por una nueva unidad de 50 MVA con fecha de Puesta en Servicio año 2025, sin embargo, los problemas de seguridad en S/E La Reina persisten hacia el año 2031, en donde se proyectan cerca de 21 MVA sin suministrar. Lo anterior, añadido a que según “Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023”, se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Esto significaría postergar los problemas de seguridad en la S/E La Reina hasta el año 2032, cuando se proyectan cerca de 27 MVA no suministrados ante la pérdida de una unidad de transformación de 50 MVA.</p> <p>(adjunta imagen)</p> <p>Finalmente, según lo detallado en el Anexo “2025-01-10_Análisis Consumo de Reactivos TRs ATMT Anillo 110 kV.pdf” preparado por STM, se propone aprovechar la sinergia constructiva en cada obra circunscrita a subestaciones ATMT, para la instalación de bancos de condensadores y apuntar a una compensación sistémica en el largo plazo. Específicamente, se</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 bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, entre otros criterios, mediante umbrales definidos por la misma CNE.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se propone como umbral una potencia no suministrada de 10 MVA.</p> <p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM, “Nueva SE Peñalolén 110-12 kV 50 MVA”, en plan de expansión 2024 considerando además el cambio de alcance relacionado a la compensación de reactivos.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En vista de lo presentado en la observación, en donde se justifica la obra por criterio de seguridad del abastecimiento en los sistemas de transmisión zonal y que la obra de ampliación en S/E La Reina lograría mitigar los problemas de suficiencia en el periodo de análisis, esta Comisión no acoge la observación de incorporar esta propuesta al presente proceso de expansión.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, cabe destacar que es posible que, durante los próximos planes de expansión, sí se tengan problemas de suficiencia en las instalaciones del sector, por lo que durante el próximo proceso de planificación se revisará nuevamente el diagnóstico de la zona y se analizarán las alternativas de solución que pudieran existir para ser incorporadas en los futuros procesos de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			propone la instalación de un BBCC de 9,6 MVA para el equipo de transformación 110/12 kV 50 MVA.		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-11	SAESA - STM	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-15</p> <p>SE Lo Boza - NTR ATMT 110-23-12,5 kV 50 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la seguridad en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a S/E Lo Boza en 23 kV. Específicamente, ante la falla del transformador 110/23 kV 50 MVA se tendrá un bloque de potencia no suministrado cercano a los 13 MVA en el año 2030.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE, "... Los resultados de los análisis realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 7.4.3, 7.4.4. y 7.4.5. del presente informe, muestran que la propuesta de expansión podría no ser suficiente para mitigar los problemas de estas subestaciones y otros problemas de la zona. Lo anterior, porque no hay antecedentes que garanticen que una nueva unidad de transformación en la S/E Lo Boza pueda habilitar la construcción de una cantidad adecuada de alimentadores para aprovechar los 50 MVA de capacidad de la nueva instalación. En vista de lo anterior, y que durante el próximo proceso de expansión se vislumbran otros problemas de suficiencia en otras subestaciones de esta zona de emplazamiento, esta Comisión posterga la incorporación de esta u otra obra alternativa para el próximo proceso de expansión". Al respecto, es importante destacar que, según información entregada por la empresa concesionaria de distribución y explicada a detalle en Anexo "Respuesta STM Alim LB QU SM MP 2.pdf", Enel Distribución señala "... Según la simulación deberíamos proyectar y construir nuevos alimentadores en sector NP03 para el 2028 y 2031. Al final del periodo se considera que el 48% de aumento requerido por el sector NP03, corresponde aproximadamente 800 A." (ver Figura N°1).</p> <p>"El sector NP03 tiene cercanía con subestaciones Lo Boza, Pudahuel y San Pablo, esta última se descarta debido que la tensión nominal de sus secundarios es en 23 kV. Entre las subestaciones Lo Boza y Pudahuel ambas podrían suministrar los nuevos alimentadores, aunque S/E Lo Boza requiere de un proyecto de ampliación. El sector podría ser suministrado desde S/E Pudahuel con el Transformador N°4 de 50 MVA que cuenta con al menos 5 posiciones de alimentadores</p>	<p>Se solicita considerar los antecedentes entregados por la empresa concesionaria de distribución Enel con el fin de estudiar una solución óptima para la SE Lo Boza e incluirla en el próximo plan de expansión 2025.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En vista a los antecedentes presentados en la observación, esta Comisión revisa los antecedentes enviados por la empresa y coincide con el diagnóstico respecto al estudio de otras alternativas de solución a los problemas de suficiencia y seguridad del abastecimiento que se prevé tener en los próximos procesos de expansión. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión recomienda que los antecedentes y estudios presentados en esta observación en particular, sean presentados durante la presentación de propuestas del siguiente proceso de expansión a fin de que sean formalmente considerados en los análisis de las respectivas obras.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>disponibles en el juego de celdas N°4. Entendiendo que un alimentador desde S/E Pudahuel es el doble de largo que desde SE Lo Boza.”</p> <p>(adjunta imagen) Figura 1: Ubicación Geográfica y Sectores de Planificación S/E Lo Boza</p> <p>(adjunta imagen) Tabla 1: Escenario Factor de Utilización (FU) Demanda Sectores S/E Lo Boza 12 kV</p> <p>De lo anterior, se desprende que la empresa concesionaria de distribución Enel, muestra necesidades de crecimiento a partir del año 2028 para la zona de planificación N°03, específicamente, Enel requiere de la construcción de nuevos alimentadores desde la SE Lo Boza en 12 kV, sin embargo, se debe estudiar la solución óptima para el desarrollo de la subestación, considerando también el limitado espacio disponible en esta.</p> <p>En función de los antecedentes mostrados, STM estudiará una mejor solución para S/E Lo Boza para el próximo plan de expansión 2025, que permita satisfacer las necesidades de Transmisión como de Distribución. Cabe destacar que esta solución es imperante para el próximo proceso, pues existe un evidente riesgo de suficiencia para la S/E Lo Boza en 12 kV en el horizonte de planificación. (adjunta imagen)</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-12	SAESA - STM	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-16</p> <p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-16</p> <p>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 en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a S/E Quilicura en 12 kV. Específicamente, ante la falla del transformador 110/12 kV 50 MVA se tendrá un bloque de potencia no suministrado cercano a los 37 MVA en el año 2030.</p> <p>De acuerdo con lo indicado por la CNE, "... Los resultados de los análisis realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 7.4.3, 7.4.4. y 7.4.5. del presente informe, muestran que la propuesta de expansión podría no ser suficiente para mitigar los problemas de estas subestaciones y otros problemas de la zona. Lo anterior, porque no hay antecedentes que garanticen que una nueva unidad de transformación en la S/E Lo Boza pueda habilitar la construcción de una cantidad adecuada de alimentadores para aprovechar los 50 MVA de capacidad de la nueva instalación. En vista de lo anterior, y que durante el próximo proceso de expansión se vislumbran otros problemas de suficiencia en otras subestaciones de esta zona de emplazamiento, esta Comisión posterga la incorporación de esta u otra obra alternativa para el próximo proceso de expansión. ..." Al respecto, es importante destacar que, según información entregada por la empresa concesionaria de distribución y explicada en detalle en Anexo "Respuesta STM Alim LB QU SM MP 2.pdf", Enel Distribución señala "... Según la simulación deberíamos proyectar y construir nuevos alimentadores en sector N01 para los años 2029, 2031 y 2033. Al final del periodo se considera que el 55% de aumento requerido por el sector N01, corresponde a 1.400 A." (ver Figura N°1).</p> <p>(adjunta imagen) Figura N°1: Ubicación Geográfica y Sectores de Planificación S/E Quilicura</p> <p>(adjunta imagen) Tabla 1: Escenario Factor de Utilización (FU) Demanda</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 definidos por la misma CNE.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se propone como umbral una potencia no suministrada de 10 MVA.</p> <p>En función de lo anterior y de los antecedentes y necesidades informadas por la empresa concesionaria Enel Distribución, se solicita incorporar la obra propuesta por STM, "SE Quilicura - RTR ATMT 110-12 kV 25 MVA por 50 MVA", en plan de expansión 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Con respecto a los criterios propuestos para la incorporación de obras en los sistemas de transmisión zonal por criterio de seguridad, esta Comisión recoge las propuestas de priorización presentadas por la empresa y se tendrán en consideración para la evaluación de este tipo de obras cuando la normativa aclare el nivel de seguridad con que deberán operar los sistemas de transmisión zonal. Sin perjuicio de lo anterior, y en vista de que no hay nuevos antecedentes que muestren problemas de suficiencia en las instalaciones de esta subestación en el periodo de análisis del presente proceso de expansión, esta Comisión no acoge la incorporación de la obra.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Sectores S/E Quilicura 12 kV</p> <p>Por otra parte, según lo mostrado en Tabla N°1 de la presente observación, elaborada por la empresa de distribución Enel, el factor de utilización del sector de planificación N°01 sobrepasará el 100% hacia el año 2029, evidenciando la necesidad de construir nuevos alimentadores desde la S/E Quilicura en 12 kV, para lo cual existen posiciones disponibles.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
13-13	SAESA - STM	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>ID – Obra 36-17</p> <p>SE Quilicura - NTR ATMT 110-23 kV 50 MVA</p>	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su aporte a la seguridad en el abastecimiento de la demanda de los clientes asociados a S/E Quilicura en 23 kV. Específicamente, ante la falla del transformador 110/23 kV 50 MVA se tendrá un bloque de potencia no suministrado cercano a los 49 MVA en el año 2030. 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 informe técnico del plan de expansión ...", sin embargo, cabe recalcar que STM ha presentado esta iniciativa por motivo de que la S/E Quilicura no presenta seguridad en el abastecimiento de la demanda en 23 kV, pues ante la falla de la única unidad en este nivel de tensión, se perderá la capacidad de abastecer la totalidad de la carga conectada en 23 kV en esta subestación. Lo anterior, añadido a que según "Resolución Exenta N°654 del 29-12-2023", se estima la publicación de la Norma Técnica en el Diario Oficial para mayo 2026, es decir, sería aplicable por la industria para la presentación de iniciativas del Plan de Expansión 2027. Esto significaría postergar los problemas de seguridad en la S/E Quilicura hasta el año 2032, cuando se proyectan cerca de 51 MVA no suministrados ante la pérdida de la unidad de transformación de 50 MVA.</p> <p>(adjunta imagen)</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 bloques de demanda y/o cantidad de clientes afectados, entre otros criterios, mediante umbrales definidos por la misma CNE.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se propone como umbral una potencia no suministrada de 10 MVA.</p> <p>En función de lo anterior, se solicita incorporar la obra propuesta por STM, "SE Quilicura - NTR ATMT 110-23 kV 50 MVA", en plan de expansión 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La observación presentada entrega antecedentes y niveles de carga esperados, considerando la conexión de factibilidades y el nivel de pérdida de suministro que se tendría ante la falla del equipo de transformación 110/23 kV en S/E Quilicura. Sin embargo, al considerar las eventuales factibilidades previstas de conectarse, no se justifica su incorporación al presente plan de expansión, toda vez que en el periodo de análisis no existen sobrecargas. Por otro lado, el análisis de contingencia realizado en esta subestación tampoco permite justificar la obra por criterio de seguridad. En virtud de lo anterior, esta Comisión no acoge la incorporación de esta obra al presente proceso de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
14-01	SAESA - STS	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS 37-02 SE Loncoche - RTR ATMT 66/23 kV 10 MVA por 16 MVA	<p>En el Análisis Radial se observa que el transformador supera el 85% de su capacidad en 2028, detectándose problemas de suficiencia al 2031 con sobrecarga del T3. Esto es similar a lo presentado por STS, donde se observa la misma necesidad.</p> <p>Cabe señalar que este caso cumple con el criterio del punto 7.4.3.1 del informe, con holgura de 20% para transformadores menores a 20 MVA para ser considerado como una Obra de Ampliación.</p> <p>Ficha Presentada (adjunta imagen) Análisis Radial ITP (adjunta imagen)</p> <p>Además, en el marco del artículo 81º del DS 37-2021, donde se podrán evaluar soluciones conjuntas a nivel de Transmisión y Distribución. Se presentan antecedentes a continuación y complementados con documento anexo.</p> <p>La Distribuidora Saesa presente en la zona urbana y rural de Loncoche, tiene proyectado su crecimiento y desarrollo en 23 kV. Este no se ha podido materializar y en efecto estos planes se encuentran detenidos a la espera de tener una certeza en poder tener más capacidad en el T3 en 23 kV para poder llevar a cabo las inversiones de Distribución en ese sentido.</p> <p>Para que se pueda visualizar el Plan definitivo de la Distribuidora, se incorporó un anexo donde se observan los niveles de carga e inversiones a realizar por Distribución. Además, se agrega otro archivo anexo con la respuesta que se entregó en las observaciones del ITP 2022 el cual presenta mayores detalles de lo que espera Distribución. A modo de resumen, Distribución, para asegurar un correcto crecimiento, pretende llevar la red urbana de Loncoche desde 13,2 kV a 23 kV lo que se traduce en un Traspaso desde el T1 al T3 entre 2 a 3 MVA y además contar con posiciones para poder separar la red MT en nuevos alimentadores en 23 kV y obtener beneficios en Suficiencia y Seguridad. (Ver Anexo con esquemas y detalles)</p>	<p>Por lo tanto, se solicita considerar proyecto presentado por STS en el Plan de Expansión 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la observación presentada, esta Comisión no cuenta con antecedentes suficientes que justifiquen la obra, particularmente en lo referente al diagnóstico y a la solución propuesta.</p> <p>En cuanto al diagnóstico, la observación no incluye un análisis de las eventuales descargas que podría generar la incorporación de la nueva S/E Calafquén, la cual contará con una unidad de transformación 110/23 kV, quién podría descargar la S/E Loncoche por medio de traspasos de demanda en los sistemas de distribución de la zona.</p> <p>Adicionalmente, esta Comisión estima que, en futuros procesos de expansión, la LT 2x66 kV Lastarria - Loncoche podría alcanzar niveles de cargabilidad que requieran su ampliación e impliquen nuevas intervenciones en la subestación.</p> <p>En virtud de lo anterior, y con el objetivo de desarrollar una solución integral para la zona que permita evaluar adecuadamente las distintas alternativas, esta Comisión no acoge la incorporación de esta obra en el presente proceso de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Mientras, se han tenido que desarrollar planes alternativos. Se tendrá limitantes operacionales manteniendo la Red Urbana en 13,2 kV con una descarga menor en el 2026 donde se realizará un traspaso acotado de 13,2 kV a 23 kV que permite descargar el T1 en 400 kVA de demanda efectiva hacia el T3 con inversiones por Distribución para mitigar la saturación del T1 por medio del aumento de potencia de un Transformador Reductor 23/13,2 kV en la Red MT que pueda tomar parte de la red en 13,2 kV desde el T3 como se menciona.</p> <p>La distribuidora visualiza un riesgo de potenciales factibilidades que no se puedan conectar y afectar su crecimiento en el caso de mantenerse en 13,2 kV la Red de Loncoche.</p> <p>Respecto a la calidad de servicio existen limitantes de flexibilidad operacional en Distribución, donde el T3 presta respaldo (N-1) a redes de SE Mariquina y a Redes de SE Panguipulli. En efecto en el 2024 existieron condiciones de sobrecarga producto de condiciones operacionales en febrero, marzo, abril, agosto, octubre, noviembre, donde el T3 superó el 100% de su capacidad y llegó a una máxima de 12,2 MVA. En archivo anexo se presentan más detalles y se entregan las medidas del T3 de todo el 2024 donde se observan los horarios y días en que ocurrió.</p> <p>Los beneficios de tener mayor capacidad en el T3 permiten la expansión de la Distribuidora y mejora considerablemente en seguridad tanto de la SE Loncoche como de la Subestaciones aledañas.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
14-02	SAESA - STS	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS 37-03 Ampliación SE Calbuco NTR ATMT 110/23 kV 16 MVA	<p>En el Análisis Radial se observa que el transformador llega al 80% de su capacidad en 2030, por lo que cumple el criterio del punto 7.4.3.1 del informe, con holgura de 20% para transformadores menores a 20 MVA.</p> <p>Análisis Radial ITP (adjunta imagen)</p>	Por lo tanto, se solicita considerar proyecto en el Plan de Expansión 2024.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En vista de que la observación no presenta antecedentes adicionales a los publicados por esta Comisión en el ITP, respecto a las cargabilidades esperadas para S/E Calbuco, el percentil 99.9 muestra cargabilidades inferiores al 80% al 2030, por lo tanto, no se justifica la incorporación de esta obra al presente proceso de expansión.</p>
14-03	SAESA - STS	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS 37-05 Refuerzo y Cambio de Trazado LTx La Unión - Los Tambores 2x66 kV	<p>Ante la presentación de la iniciativa, "Refuerzo y Cambio de Trazado LTx La Unión - Los Tambores 2x66 kV", la Comisión Nacional de Energía, CNE, en su Informe Técnico Preliminar, ITP, específicamente, sección "Anexo N°1 Proyectos No Recomendados", establece que: "Los resultados de los análisis de suficiencia realizados muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, cabe señalar que la propuesta presentada se debería contrastar con soluciones alternativas que permitan abordar en forma eficiente requerimientos adicionales, en particular, en términos de entregar seguridad en el largo plazo para la zona."</p> <p>Se debe recordar que, el proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión y, en particular, a las líneas de transmisión que abastecen las demandas asociadas a las S/E Los Tambores. En particular, se detectó que el circuito La Unión - Los Tambores (Cu 1/0 AWG) supera el 85% de su capacidad en el año 2030 solo por crecimiento vegetativo de la SE Los Tambores (Sin Factibilidades).</p> <p>Sumado a lo anterior, a la fecha se tienen nuevos antecedentes relacionados con una factibilidad de aumento de demanda de la planta Colun, la cual, está conectada a SE Los Tambores, transformador T1, e impacta directamente sobre la cargabilidad de las líneas y este subsistema en 66 kV.</p> <p>Por esta razón, se analizan 3 nuevas alternativas de solución que brinden suficiencia y seguridad en la zona</p>	Se solicita incluir en el Informe Técnico Final ITF del Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2024, los proyectos por suficiencia y seguridad de "Ampliación SE Pilauco nuevo T2 220/66 kV 120 MVA" y "Nueva línea La Unión - Los Tambores 2x66 kV", como proyectos necesarios para asegurar el abastecimiento de la demanda asociada a los clientes de la zona.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En vista de los antecedentes presentados por la empresa y los problemas de suficiencia que se detectan con la demanda vegetativa de la subestación y las eventuales factibilidades previstas de conectarse, se incorpora en el proceso de expansión la Nueva Línea La Unión - Los Tambores 2x66 kV. Con respecto a la ampliación en S/E Pilauco, cabe señalar que esta es una obra que no fue presentada por la empresa en la correspondiente etapa de presentación de propuestas de expansión al proceso 2024 y, por tanto, no corresponde su consideración para estos efectos, a pesar de que tampoco se justificaría su incorporación ya que es una obra propuesta por criterio de seguridad del abastecimiento de la zona y, actualmente, no hay una normativa que indique que los sistemas de transmisión zonales se deben planificar considerando criterio N-1.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>considerando además el aumento de demanda de la planta Colun. Estas son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Solución estructural zona Los Tambores – Crecimiento 66 kV • Solución estructural zona Los Tambores – Crecimiento 220/66 kV • Solución estructural corredor Llollelhue – Pilauco 66 kV <p>Habiendo analizado los resultados de las nuevas alternativas al proyecto “Refuerzo y Cambio de Trazado LTx La Unión - Los Tambores 2x66 kV” y considerando los antecedentes presentados sobre el aumento de demanda de la planta Colun, se concluye que la mejor opción corresponde a la tercera propuesta: “Solución estructural corredor Llollelhue – Pilauco 66 kV”, la cual, considera los proyectos de “Ampliación Pilauco T2 220/66 kV” y “Nueva Línea La Unión – Los Tambores 66 kV”, considerando que, estas obras proveen una solución en suficiencia y seguridad en el largo plazo al subsistema Llollelhue – Pilauco 66 kV.</p> <p>Los resultados del análisis de las distintas alternativas y los antecedentes que otorgan certeza a la ampliación de la planta Colun Los Tambores se encuentran en el documento Anexo “2025-01-14_Observación_Refuerzo_LTx_La_Unión – Los Tambores”</p>		
14-04	SAESA - STS	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS 37-06 Ampliación SE Aihuapi NTR ATMT 66/23 kV 16 MVA	<p>En el Análisis Radial se observa que el transformador llega al 81% de su capacidad en 2031, por lo que cumple el criterio del punto 7.4.3.1 del informe, con holgura de 20% para transformadores menores a 20 MVA.</p> <p>Análisis Radial ITP</p>	Por lo tanto, se solicita considerar proyecto en el Plan de Expansión.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En vista de que, en el periodo de análisis, para una obra de ampliación de un nuevo transformador ATMT en una subestación primaria de distribución (SDP), no se observan problemas de suficiencia en esta subestación, esta Comisión no acoge la incorporación de la obra de ampliación y evaluará la pertinencia de incluirla durante el siguiente proceso de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			(adjunta imagen)		
14-05	SAESA - STS	Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID Obra 37-08, SE Padre Las Casas - NTR ATMT 66/23 kV 16 MVA	<p>De acuerdo con lo indicado por la CNE, cita la observación relativa a la obra ID 01-66 "Ampliación en S/E Padre Las Casas" presentada por el CEN, cuyo alcance es distinto al propuesto por STS, la cual, alude principalmente a la dificultad física para la salida de los alimentadores de Dx desde SE Licanco, por lo cual, al no poder crecer más esta subestación, se planea trasladar sus consumos hacia la SE Padre las Casas. Cabe destacar que, Frontel Distribución ha tenido dificultades para realizar mantenimiento a sus dos alimentadores conectados a la SE Licanco, emplazados en terrenos particulares, y también para reubicar la salida de los mismos hacia la vía pública.</p> <p>Por tal razón, Frontel Distribución tiene contemplado construir las líneas necesarias para dos alimentadores que permitirán conectar su red de distribución a la SE Padre Las Casas, para cuyo efecto en el corto plazo iniciará las gestiones necesarias enmarcadas en el proceso de acceso abierto.</p> <p>A continuación, se presentan dos tablas, con la proyección de las SSEE Licanco y Padre las Casas tomando los datos del Análisis Radial preparado por la CNE para el ITP del Plan de Expansión 2024, para la condición actual y la otra con el traspaso de los consumos desde SE Licanco hacia SE Padre las Casas:</p> <p>(adjunta imagen)</p> <p>Dicho esto, es necesario una ampliación considerando que el transformador existente no tendría la capacidad</p>	<p>Por lo tanto, se solicita a la CNE reevaluar el proyecto por su aporte en cuanto a suficiencia, tomando en consideración las proyecciones de demanda y escenarios presentados por STS</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En virtud de los antecedentes que esta Comisión dispone, se detectan problemas de suficiencia para el nivel de tensión de distribución en 15 kV y no en 23 kV como se propone en esta observación. En consecuencia, se incorpora la obra de ampliación en S/E Padre Las Casas en 66/15 kV.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			con los nuevos consumos a conectar de Frontel, incumpliendo el criterio de suficiencia el año 2029.		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
14-06	SAESA - STS	Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID Obra 37-09, SE Llaima - NTR ATAT 220/66 kV 75 MVA + Seccionamiento LTx Los Peumos - Temuco 1X220 kV	<p>De acuerdo con lo indicado por la CNE, cita la observación relativa a la obra ID 23-25 "Ampliación en S/E Lautaro", sin embargo, el alcance de esta es solo parcialmente similar, debido a que apunta a la ampliación de dicha subestación en su etapa AT/MT, pero no así, a su ampliación a nivel AT/AT, la cual, brinda seguridad a nivel sistémico en 66 kV.</p> <p>Cabe destacar que, el proyecto "SE Llaima - NTR ATAT 220/66 kV 75 MVA + Seccionamiento LTx Los Peumos - Temuco 1X220 kV", 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 (Lautaro) 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 – Pillanlelbún 1x66 kV. Ante esta situación, se incumple el criterio de suficiencia al año 2030, alcanzando un nivel de carga sobre el 100%.</p> <p>Se acompaña informe anexo "2025-01-09_Observación Ampliación SE Llaima (NTR ATAT)" para mayor detalle.</p>	<p>Por lo tanto, se solicita a la CNE reevaluar el proyecto por su aporte en cuanto a seguridad a nivel sistémico y no solo desde el punto de vista de la suficiencia, tomando en consideración las proyecciones de demanda y escenarios presentados por STS.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En vista a los antecedentes presentados en esta observación, esta Comisión coincide con el diagnóstico e incorpora la obra de expansión denominada "Ampliación en S/E Llaima", con alcances similares a los de esta propuesta.</p>
14-07	SAESA - STS	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS 37-10 SE Móvil 66/23-13,2 kV 25 MVA Zona Araucanía STS	<p>Considerando que 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, se tiene la siguiente gráfica:</p> <p>(adjunta imagen)</p> <p>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.</p>	<p>Por lo tanto, 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 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En vista que los antecedentes presentados en la observación serían para justificar la inclusión de esta obra de expansión zonal por criterio de seguridad, esta Comisión no acoge la incorporación de esta obra por las razones justificadas en la ID Obra 37-10 del Anexo 1 del ITF - Obras No Recomendadas.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
14-08	SAESA - STS	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS 37-11 SE Móvil 110/23 kV 25 MVA Zona Chiloé	<p>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:</p> <p>(adjunta imagen)</p> <p>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.</p> <p>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 clientes de la zona y con SAIDI alcanzando las 5 horas.</p> <p>(adjunta imagen)</p>	<p>Por lo tanto, 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 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En vista que los antecedentes presentados en la observación serían para justificar la inclusión de esta obra de expansión zonal por criterio de seguridad, esta Comisión no acoge la incorporación de esta obra por las razones justificadas en la ID Obra 37-11 del Anexo 1 del ITF - Obras No Recomendadas.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
14-09	SAESA - STS	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS 37-14 Nueva SE Puerto Octay 66/23 kV 16 MVA + LTx Purranque - Puerto Octay 2x66 kV	<p>En el análisis Radial se observa la necesidad de un aumento de potencia en SE Pichil, donde al 2027 llega al 85% y al 2032 superaría su capacidad. El coordinador también emitió una iniciativa en este sentido. También en este caso se cumple el criterio del punto 7.4.3.1 del informe, con holgura de 20% para transformadores menores a 20 MVA.</p> <p>Análisis Radial ITP (adjunta tabla)</p> <p>En cuanto a la propuesta de STS que cubre esta necesidad, se indica que es más óptimo un nuevo punto de retiro que una ampliación en SE Pichil bajo el artículo 81º del Reglamento de Planificación de la Transmisión donde se podrán evaluar soluciones conjuntas a nivel de Transmisión y Distribución. (adjunta imagen)</p> <p>Respecto del origen de la Línea de Transmisión propuesta, si no es viable que se pueda suministrar desde SE Purranque, se estima conceptualmente explorar las alternativas de conectarse a la Línea Puelche Sur – Frutillar Norte mediante una bajada 220/66 kV en SE Puelche Sur y una Línea de 14 km aproximadamente hasta Puerto Octay o bien, realizar un seccionamiento en 66 kV a la altura del poblado de Casma cercano a la Ruta 5, más una línea de 22 km aproximadamente hasta Puerto Octay (Ver esquema en fotografía a continuación). Ambas alternativas, además de suficiencia, aportan seguridad y calidad de servicio, ya que actualmente Puerto Octay depende de una línea radial de Transmisión y Distribución.</p> <p>Respecto de antecedentes de Calidad de Servicio, aportados por la Distribuidora Saesa, se entrega documento anexo que incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Esquema con distancia lineal entre SE Pichil y Puerto Octay (31 km) • Listado con 662 filas con información de fallas en la red de distribución 	<p>Por lo tanto, se solicita considerar el mejor proyecto en el Plan de Expansión 2024 para subsanar la necesidad levantada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En virtud de los antecedentes presentados en esta observación y los requerimientos de conexión de proyectos en el sector de la S/E Frutillar Norte, esta Comisión incorporó en el ITF un proyecto similar denominado Nueva S/E Puerto Octay y Nueva Línea 2x66 kV Frutillar Norte - Puerto Octay, que cumple con alcances similares a los de esta observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<ul style="list-style-type: none">• Cálculos de Saidi y Saifi, con el total de interrupciones que ven los clientes y las reconocidas en los indicadores (Interna Normal). Resumen en gráfico a continuación. (adjunta grafica)		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
14-10	SAESA - STS	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS 37-15 Nueva SE Huépil 154/23 kV 30 MVA	<p>La Comisión justifica la no inclusión de este proyecto en que "...no se proyecta incumplimiento del criterio de suficiencia y no se cuenta con antecedentes que indiquen posibles riesgos a la calidad de servicio de la red de distribución del sector". Sin embargo, al revisar las proyecciones de demanda para los alimentadores Tucapel (SE Cholguán) y Antuco (Central Abanico) aportada por Frontel, sí se advierte riesgo en el suministro de la demanda en el futuro cercano para las Comunas de Antuco y Quilleco, según se puede apreciar en cuadro resumen que sigue.</p> <p>(adjunta imagen)</p> <p>Como se detalla en documento adjunto como anexo "2025-01-20_Condición Red Dx comunas Antuco y Quilleco" que se adjunta, en la Central Abanico no hay posibilidad de aumentar la capacidad de ese punto de inyección. Por su parte, en SE Cholguán efectivamente hay potencia disponible, pero en el nivel de 13.2 kV y no en 23 kV, que es el nivel de tensión de la red de distribución en estos sectores. En 23 kV efectivamente está la restricción de 8 MVA impuesta por el autotransformador 13.2/ 23 kV existente. Por otra parte, en cuanto a la calidad de servicio, es preciso señalar que el Alimentador Tucapel tiene una extensión aproximada de 60 km y el Alimentador Antuco aproximadamente 50 km, con buena parte de su trazado en zona cordillerana. Ambos alimentadores muy expuestos a las consecuencias de las condiciones climáticas imperantes en la zona.</p> <p>Se adjunta archivo outlook "RE_Reunión Enel-Frontel – Alimentador Abanico Antuco.eml" en que la propietaria de la Central Abanico indica los límites de transferencia actual y justifica la imposibilidad de aumentar la potencia de retiro en esa subestación.</p>	Incluir en el plan de expansión la iniciativa Nueva SE Huépil 154/23 kV 30 MVA o en su defecto alguna obra que permita resolver la problemática diagnosticada.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con las simulaciones realizadas por esta Comisión, no se proyectan problemas de suficiencia en el transformador 220/13,8 kV en la S/E Cholguán (STS). Además, existen puntos de conexión en la barra de 13,8 kV en esa subestación, los cuales podrían ser aprovechados para desarrollar por distribución una solución a cualquier problema en el suministro eléctrico de la localidad de Huépil.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
14-11	SAESA - STS	Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID Obra 37-16, Nueva SE Santa Juana 66/23 kV 16 MVA y LTx Lota - Santa Juana 2x66 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 en el presente Plan de Expansión, 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 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>Sin embargo, la CNE menciona en Anexo 1, ID 37-16, que "no se presentan antecedentes suficientes que demuestren que es posible abastecer la demanda de Santa Juana desde la S/E Lota, tomando en cuenta la limitada capacidad de transmisión de las líneas que se desarrollan entre las SS/EE Coronel y Tres Pinos."</p> <p>Por esta razón, en consideración con lo anterior, se reevalúa la ubicación de la subestación, con la presentación de tres nuevas alternativas, para dar mayor certeza de la capacidad del sistema desde el cual se abastecerá dicha obra, en atención a lo que se indica</p>	<p>En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se propone a la Comisión que evalúe las nuevas alternativas de emplazamiento y trazado para el proyecto "Nueva SE Santa Juana" 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 2024.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a la propuesta presentada en el proceso de expansión 2024, en el Anexo 1 del ITF - Obras no Recomendadas, se indicó que la principal razón para no recomendar esta obra fue que los análisis de suficiencia en los sistemas de transmisión de la zona no evidenciaron el cumplimiento de los criterios necesarios para justificar su incorporación en el presente proceso de expansión.</p> <p>A la luz de los antecedentes presentados en esta observación, el diagnóstico de los sistemas de transmisión sigue siendo el mismo, por lo que no se acoge la incorporación de esta obra en el actual proceso de expansión.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión estima que, en el próximo proceso de expansión, podrían identificarse problemas de suficiencia en algunas instalaciones de transmisión del sector, lo que podría requerir una obra de expansión que, además de abordar dicha problemática, contemple una solución complementaria para mitigar las dificultades en los sistemas de distribución en la zona de Santa Juana y sus alrededores.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>por parte de la CNE.</p> <p>En la imagen a continuación, se presenta la alternativa de trazado y ubicación propuesta que constituye la opción más optima Tx-Dx; por su menor riesgo constructivo, menor costo de ejecución y mayor beneficio hacia los usuarios no solo de la comuna de Santa Juana, si no que, también beneficiaría a todos los clientes de la localidad de Talcamavida y sus alrededores. Sumado a lo anterior, el abastecimiento sería desde la nueva SE Hualqui 220/66 kV 90 MVA, puesta en servicio 17/10/2021:</p> <p>(adjunta imagen)</p> <p>Como información adicional, se tienen antecedentes de la construcción de un nuevo puente que cruzará el Río Bio Bio en la zona oriente de Santa Juana, denominado como "Puente Amdel", cuyas bases de licitación ya se encuentran en la etapa de elaboración a la fecha. Por lo tanto, dicho puente contará con poliductos en media tensión para realizar el cruce del río con nuevos alimentadores de Distribución, lo cual, sin duda es una ventaja respecto a las demás alternativas propuestas.</p> <p>Para mayor detalle del análisis y alternativas evaluadas, se acompaña documento anexo "2025-01-09_Observación_Nueva_SE_Santa_Juana".</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
14-12	SAESA - STS	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS 37-17 Nueva SE Futrono 66/23 kV 16 MVA y línea Llolelhue - Futrono 2x66 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 las distribuidoras 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>Dentro de los anexos presentados, se incorpora el Plan de expansión de Distribución de Saesa donde se observa la necesidad de acercarse al centro de carga. Por otra parte, hay una carta de la Distribuidora Socoepe (en los anexos que acompañaron la presentación de este proyecto) solicitando un punto de compra en los alrededores de Futrono, lo que da cuenta de las dificultades de las distribuidoras en el sector.</p> <p>(adjunta imagen)</p>	Por lo tanto, se solicita considerar proyecto en el Plan de Expansión 2024.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la solución presentada en el proceso de expansión 2024, en el Anexo 1 del ITF - Obras no Recomendadas, se indicó que la principal razón para no recomendar esta obra fue que los análisis de suficiencia en los sistemas de transmisión de la zona no evidenciaron el cumplimiento de los criterios necesarios para justificar su incorporación en el presente proceso de expansión.</p> <p>A la luz de los antecedentes presentados en esta observación, el diagnóstico de los sistemas de transmisión sigue siendo el mismo, por lo que no se acoge la incorporación de esta obra en el actual proceso de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
14-13	SAESA - STS	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS 37-18 Nueva SE Lago Ranco 110/23 kV 16 MVA y LTx Chirre - Lago Ranco 2x110 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. 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 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. (adjunta imagen)</p> <p>/Redes Dx en la zona. Fuente: Saesa. Además, el CEN en su búsqueda de criterios de Planificación de la Transmisión Zonal y Resiliencia, en presentación realizada el 11 de diciembre de 2024, plantea un análisis de expansión de sistemas radiales, donde existen extensas redes de Distribución. La nueva SE lago Ranco vendría a resolver el problema planteado para la distribuidora Saesa (Alimentada desde SE Chirre), así como para la Distribuidora Cooprel (Alimentada desde las SSEE La Unión y Los Tambores) como se observa en la siguiente imagen: (adjunta Imagen)</p>	<p>Por lo tanto, 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 2x110 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 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En el Anexo 1 del ITF - Obras no Recomendadas del proceso de expansión 2024, se indicó que la obra no fue recomendada debido a que los análisis de suficiencia en los sistemas de transmisión de la zona no cumplían con los criterios necesarios para justificar su incorporación.</p> <p>Dado que los antecedentes presentados en esta observación no modifican dicho diagnóstico, no se acoge la incorporación de esta obra en el presente proceso de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
14-14	SAESA - STS	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS 37-19 Nueva SE Los Muermos 66/23 kV 16 MVA + LTx PE Lagos del Sur - Los Muermos 2x66 kV	<p>La CNE argumenta en Anexo 1, ID 01-77, que: "el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente informe técnico del plan de expansión. En particular, porque en el proceso de expansión 2022 se incorporó la obra "Nueva S/E Reloncaví", cuyo objetivo era descargar la S/E Melipulli, por lo que el análisis del impacto de esta nueva obra en la zona debiera ser considerado en esta propuesta. Por lo anterior, no se acoge la incorporación de esta propuesta en el presente proceso de expansión." Sin embargo, el 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". Por esta razón, se propone a la CNE reconsiderar el proyecto propuesto, considerando las 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. En línea con lo anterior, se presentan antecedentes de crecimiento de demanda y de calidad de servicio por parte de la Distribuidora, con la finalidad de justificar el proyecto presentado. De acuerdo con los datos aportados por las Distribuidoras Saesa y Crell, se considera un punto óptimo de crecimiento en la zona, por lo cual, se 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. Es importante mencionar que la distancia desde la subestación primaria hasta el último cliente es de 92 km:</p> <p>(adjunta imagen) /Redes Dx en la zona. Fuente: Saesa/Redes Dx Crell en la zona. Fuente: Página SEC (https://apps.sec.cl/GisElect/index.html) Por otro lado, se presenta la proyección de la cargabilidad de los alimentadores A510 Misquihue y Los A571 Avellanos compartido para empresa distribuidora Saesa: (adjunta Imagen)</p>	<p>Por lo tanto, dado 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 Lagos del Sur – Los Muermos 2x66 kV íntegramente por conceptos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio (calidad de suministro) hacia el cliente final, considerando los antecedentes aportados por la Distribuidora SAESA y en consecuencia lo incluya en el presente Plan de Expansión 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En el Anexo 1 del ITF - Obras no Recomendadas del proceso de expansión 2024, se señaló que la obra no fue recomendada debido a que los análisis de suficiencia en los sistemas de transmisión de la zona no cumplían con los criterios necesarios para justificar su incorporación.</p> <p>Dado que los antecedentes presentados en esta observación no modifican dicho diagnóstico, esta obra no se incorpora en el presente proceso de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>//Finalmente, en cuanto a los indicadores de calidad de servicio de las comunas principalmente beneficiadas por el proyecto estas tienen los siguientes indicadores actualmente: (adjunta imagen) /Para mayor detalle sobre los antecedentes aportados por la Distribuidora Saesa en términos de crecimiento de la demanda y calidad de servicio, ver informe Anexo "2025-01-09_Observación_Nueva_SE_Los_Muermos".</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
15-01	Parque Eólico Guayacán SpA	Anexo 1 - Proyectos no Recomendados - ITP 2024	<ul style="list-style-type: none"> • Proyectos en espera: Actualmente, existen múltiples proyectos de generación de energía que no han podido conectarse al SEN debido a la saturación de la subestación. Esta situación retrasa la incorporación de ERNC y afecta negativamente los objetivos de descarbonización del país. 	Solicitamos reconsiderar la inclusión de ampliación de barra de 220kV o en su defecto una nueva seccionada en 220 kV, necesaria para la conexión del Parque Eólico Guayacán, en el Plan de Expansión de la Transmisión 2024. Este proyecto es crucial para el fortalecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y responde a la creciente necesidad de integrar Energías Renovables en línea con las metas de descarbonización de Chile.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De lo indicado en las observaciones, no se distinguen elementos adicionales a los considerados en los análisis desarrollados por esta Comisión, por lo que no se identificarían nuevos factores 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 aquellas obras promovidas por necesidades de acceso abierto consideran el interés y antecedentes presentados por promotores que, en conjunto, generan una señal de la oportunidad, ubicación y requerimiento de acuerdo con los plazos considerados para desarrollo de soluciones a través de los planes de expansión. En ese sentido, si bien las solicitudes de acceso abierto son un antecedente importante para definir los proyectos de expansión en general y permiten identificar una necesidad en la zona, también se hace relevante el interés expuesto por los desarrolladores de los proyectos de generación en las soluciones de transmisión requeridas, con la finalidad de identificar la oportunidad y definir lo más eficientemente posible su inclusión en los planes de expansión. Asimismo, se considera el estado de desarrollo de los proyectos de transmisión decretados en la zona que habilitan la evacuación de la energía.</p> <p>En particular, para el proyecto referido en la observación, esta Comisión revisará nuevamente la zona en el siguiente proceso de planificación, con el objetivo de identificar la oportunidad de incluir una solución integral en la zona.</p>
15-02	Parque Eólico Guayacán SpA	Anexo 1 - Proyectos no Recomendados - ITP 2024	<p>Relevancia del Proyecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El Parque Eólico Guayacán tiene un potencial estimado de generación de 578 GWh/año, contribuyendo significativamente al SEN y a las metas de carbono neutralidad al 2050. • Este nodo permitirá no solo la conexión del parque, sino también de futuros proyectos de generación en la región, optimizando la planificación energética a largo plazo. 	<p>Consideramos esencial incorporar una ampliación de barra o en su defecto una nueva seccionada en 220 kV como parte del Plan de Expansión de la Transmisión, basada en los siguientes beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fortalecimiento de la matriz energética: Permitiría integrar mayores volúmenes de ERNC, apoyando el cumplimiento de las metas nacionales e internacionales de sostenibilidad. • Optimización regional: Crearía un nodo clave para el desarrollo de 	Ver respuesta a la observación 15-01.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
				<p>nuevos proyectos de generación en una región con alto potencial energético como una alternativa a SE Don Goyo</p> <p>Dada la importancia estratégica de este proyecto para el SEN, solicitamos a la CNE reconsiderar la incorporación de la seccionada en 220 kV en el Plan de Expansión de la Transmisión 2024.</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
15-03	Parque Eólico Guayacán SpA	Anexo 1 - Proyectos no Recomendados - ITP 2024	<p>Avances y Factibilidad del Proyecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Terrenos asegurados: Las obras cuentan con viabilidad territorial, demostrada por la adquisición y disponibilidad de terrenos estratégicos para su ejecución. • Interés de inversores: Existen compromisos formales de actores privados interesados en financiar y desarrollar el proyecto, reflejando su atractivo económico. • Estudios de viento: Las mediciones realizadas validan el alto potencial eólico de la zona, justificando la urgencia de su integración. • Polígono definido: Contamos con un área delimitada estratégicamente que contribuiría significativamente a la descongestión energética existente en la región, aliviando la sobrecarga de infraestructura actual. • Experiencia previa: En la zona se han aprobado proyectos similares que no presentaron problemas ambientales, lo que refuerza la viabilidad del Parque Eólico Guayacán. 	<p>Consideramos esencial incorporar una ampliación de barra o en su defecto una nueva seccionada en 220 kV como parte del Plan de Expansión de la Transmisión, basada en los siguientes beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fortalecimiento de la matriz energética: Permitiría integrar mayores volúmenes de ERNC, apoyando el cumplimiento de las metas nacionales e internacionales de sostenibilidad. • Optimización regional: Crearía un nodo clave para el desarrollo de nuevos proyectos de generación en una región con alto potencial energético como una alternativa a SE Don Goyo <p>Dada la importancia estratégica de este proyecto para el SEN, solicitamos a la CNE reconsiderar la incorporación de la seccionada en 220 kV en el Plan de Expansión de la Transmisión 2024.</p>	Ver respuesta a la observación 15-01.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
15-04	Parque Eólico Guayacán SpA	Anexo 1 - Proyectos no Recomendados - ITP 2024	<p>Limitaciones de la Infraestructura Existente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Subestación Don Goyo: A pesar de haber sido ampliada en dos ocasiones, la subestación Don Goyo continúa enfrentando limitaciones técnicas y de capacidad. Estas ampliaciones, que incluyeron la construcción de un nuevo patio de 220 kV y la instalación de un banco de autotransformadores de 150 MVA, no han sido suficientes para satisfacer la creciente demanda de conexión de nuevos proyectos en la región. 	<p>Consideramos esencial incorporar una ampliación de barra o en su defecto una nueva seccionada en 220 kV como parte del Plan de Expansión de la Transmisión, basada en los siguientes beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fortalecimiento de la matriz energética: Permitiría integrar mayores volúmenes de ERNC, apoyando el cumplimiento de las metas nacionales e internacionales de sostenibilidad. • Optimización regional: Crearía un nodo clave para el desarrollo de nuevos proyectos de generación en una región con alto potencial energético como una alternativa a SE Don Goyo <p>Dada la importancia estratégica de este proyecto para el SEN, solicitamos a la CNE reconsiderar la incorporación de la seccionada en 220 kV en el Plan de Expansión de la Transmisión 2024.</p>	Ver respuesta a la observación 15-01.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
16-01	Edelnor Transmisión S.A	Evaluación económica proyectos no recomendados - archivo "Evaluacion Economica General_Propuestas_ITP_Final.xlsx"	En el mencionado archivo, particularmente en la hoja denominada "VAN Obra", para el caso del proyecto denominado "Ampliación en SE Algarrobal y Seccionamiento LAT 2x500kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo", se le otorga el tipo de proyecto "sub", lo que se evidencia en la celda L20 de la hoja "VAN Obra". No obstante, el proyecto corresponde a una ampliación de transformación 500/220, tal y como ha sido indicado por el proponente y señalado por la misma Comisión en la descripción del proyecto, por lo que corresponde que se le asigne este tipo de obra en la celda L20.	Modificar el tipo de proyecto para la propuesta "Ampliación en SE Algarrobal y Seccionamiento LAT 2x500kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo" dentro del archivo de evaluación económica denominado "Evaluacion Economica General_Propuestas_ITP_Final.xlsx", colocando el valor "500/220" en la definición de tipo de proyecto que se establece en la hoja "VAN Obra" del archivo excel ya identificado.	Se acoge la observación. Se modifica en la planilla de evaluación económica el tipo de proyecto para la evaluación de la propuesta "Ampliación en SE Algarrobal y Seccionamiento LAT 2x500kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo", clasificándolo como "500/220".

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
16-02	Edelnor Transmisión S.A	Evaluación económica proyectos no recomendados - archivo "Evaluacion Economica General_Propuestas_ITP_Final.xlsx"	<p>Nos referimos a la propuesta de ampliación de la SE Algarrobal que consiste en la implementación de un transformador 500/220 de 750 MVA. En el archivo indicado, en particular en la hoja "Cuadro_Casos" se indica que se contrasta el caso base "Base: IT24_V1_9H" con el caso "Evaluación: JP24_V1_PN013_E0_9H", al revisar este ultimo se observa que para los escenarios de simulación (2028 - 2044) solo agrega 8 MW de almacenamiento en el año 2044 para el escenario A y 183 MW también de almacenamiento en el mismo año para el escenario E. Destaca el hecho que no se considera la puesta en servicio de ninguna central de generación para los próximos 20 años en esta subestación. No obstante lo anterior, fue la misma Comisión la que indicó en el Plan de Expansión del año 2022, donde se decretó una expansión para seis nuevas posiciones en S/E Algarrobal 220kV, que: "...dicho proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Algarrobal, con la finalidad de aprovecha el potencial energetico que tiene la Región de Atacama, esta instalación ha recibido propuestas de expansión por motivos de acceso abierto, tanto en el presente proceso como en años anteriores, consolidándose como un punto de interés para la conexión de proyectos de generación, situación que coincide con el proposito original con la que fue incorporada al sistema de transmisión" (ref. ITP numeal 8.5.1).</p> <p>En la misma línea de lo señalado, la Comisión vuelve a establecer el potencial para la conexión de centrales de generación de la SE Algarrobal, en el Anexo N°1 del Plan de Expansión del año 2022, documento "ITD22-Capitulo-7-Anexo-1-Ingenierias-conceptuales", en cuyo numeral 1.1.2.1 se indica: "...se evidencia el nivel de interés por el desarrollo de proyotos de gerenación en torno a la S/E Algarrboal, lo que resulta consistente, ademas, con lo proyectado en los EGPT para la zona".</p> <p>Consideramos relevante señalar que, actualmente, se encuentran autorizados para declararse en</p>	<p>Realizar una modificación a los escenarios de generación para la planificación de la transmisión (EGPT) incorporando centrales a conectarse en la SE Algarrobal, en concordancia con los EGPT utilizados en anteriores planes de expansión y obras urgentes establecidas por la misma Comisión y, adicionalmente, en concordancia también con las más de 1.000 MW autorizados a declararse en construcción por el Coordinador Eléctrico Nacional y los 2.150 [MW] que han solicitado conexión a la ampliación decretada en el plan de expansión del 2022, adjudicada en noviembre de 2024, y sobre la base de ello, incorporar el proyecto "Ampliación en SE Algarrobal y Seccionamiento LAT 2x500kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo" al plan de expansión anual de transmisión año 2024</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la planificación energética de largo plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022", emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía, el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma y de acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de Planificación y lo establecido en el capítulo 7 del presente Informe Técnico, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido y, a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión realiza sensibilidades en la conexión de las centrales de cada EGPT, asociadas a las propuestas de expansión, antecedentes de desarrollos y las respectivas observaciones presentadas por las empresas e interesados al ITP 2024, recomendando siempre a los desarrolladores a entregar los antecedentes necesarios para identificar necesidades de expansiones en zonas específicas, como pueden ser nuevos puntos de conexión y/o habilitación de mayor capacidad de transmisión local, de acuerdo a los plazos compatibles con el proceso de expansión de la transmisión.</p> <p>Así, se realizó un análisis de sensibilidad en el contexto del Informe Técnico Final, considerando generación adicional en la S/E Algarrobal. Los resultados confirmaron la conclusión inicial, manteniendo la recomendación de no incorporar la obra en el presente proceso de planificación.</p> <p>El proyecto fue evaluado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo con los análisis realizados, no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, conforme a lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>construcción en SE Algarrobal proyectos que totalizan 1.000 [MW] de capacidad. Adicionalmente, se han ingresado solicitudes de conexión por unos 2.150 [MW] asociados a las obras del Plan de Expansión del año 2022. Lo anterior, en concordancia al desarrollo diagnosticado por la Comisión en los planes de expansión anteriores.</p> <p>Seguidamente, cabe realizar una evaluación de la obra de ampliación propuesta para la SE Algarrobal para su inclusión en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2024, considerando que una porción de los 1.000 [MW] autorizados para declararse en construcción y de los 2.150 [MW] antes señalados, entrarán en servicio dentro de los próximos años. Producto de esa evaluación, se debe concluir la pertinencia o no de realizar esta obra sobre la base de ello y no sobre la base proyecciones que no recogen el interés de desarrolladores de proyectos de generación, el potencial energético de la zona y, lo diagnosticado y obrado en el pasado por la Comisión en relación a la SE Algarrobal.</p>		<p>Debido a lo anterior, el proyecto no se incorpora en el presente Plan de Expansión. En los anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica, basada en simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
17-01	Generadora Metropolitana	En relación a las bases de datos de PowerFactory, particularmente en el archivo "BD CNE Expansion 2024 ITP 2024_12_20.pfd" y la presencia / ausencia de centrales en la base.	Es posible notar en la base de datos la ausencia de centrales ya construidas y conectadas al sistema que debiesen encontrarse incorporadas en el análisis (E.g. PFV CEME1) y la presencia de algunas centrales ya retiradas del sistema o centrales que no debiesen encontrarse operando en escenarios futuros (E.g Ventanas U2 o Angamos)	Se solicita realizar una revisión de las centrales a ser consideradas en cada escenario.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Con respecto a las centrales modeladas en la base de datos <i>Powerfactory Digsilent</i>, se informa que esa base se utiliza, entre otros cálculos, para los análisis de flujos de potencia y diagnósticos de los sistemas de transmisión zonales, por lo que su actualización queda principalmente radicada en las modificaciones topológicas, nueva infraestructura y demandas asociadas a las subestaciones de retiro. En consecuencia, los despachos de generación se ajustan para efectos de obtener la convergencia del modelo y lograr abastecer la demanda en todos los escenarios proyectados. Sin perjuicio de lo anterior, si se requiere hacer un análisis económico de la operación del sistema, en donde sea más relevante la ubicación, sus fechas de entrada en operación / salida de operación en el futuro, se utiliza la base de datos en OSE 2000 disponible en los anexos de este informe.</p>
17-02	Generadora Metropolitana	En relación con la línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje energizada en 220 kV.	Para la evaluación se usa el mismo VI para la línea en 220 kV que para la línea en 500 kV energizada en 220 kV. Entendiendo que las estructuras y elementos para 500 kV son de mayor costo, el VI para el caso de la línea de 500 kV energizada en 220 kV el VI debiese ser más alto.	Se solicita modificar el valor del VI que corresponde que represente la diferencia en los costos de construir una línea de 220 kV frente a una línea de 500 kV energizada en 220 kV.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien se reconoce la diferencia entre el V.I. de una línea 220 kV y de una línea 500 kV energizada en 220 kV, la evaluación económica considera el V.I referencial de la línea en estándar 500 kV energizada en 220 kV. Lo anterior, debido a que la evaluación económica refleja los beneficios económicos potenciales de una posible energización futura en 500 kV, los que son mayores a los beneficios potenciales a una línea en estándar 220 kV.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
17-03	Generadora Metropolitana	En relación a la obra 22-05 Implementación DLR en línea Charrúa - Hualqui - Lagunillas 220 kV	<p>En el motivo de no recomendación se indica que el proyecto permite "una optimización operativa mediante el uso de DLR en el Sistema de Transmisión Nacional, y no corresponde a una ampliación física de la infraestructura de transmisión, por lo que su análisis no corresponde en el contexto del proceso de expansión de la transmisión". Sin embargo, existen ciertas obras, como desfasadores y statcoms u otros elementos de compensación reactiva, que optimizan flujos pero no son ampliaciones físicas de la infraestructura y sí son consideradas en la expansión de la transmisión. Por otra parte, surge la duda sobre cuáles son las vías posibles para plantear este tipo de inversiones y cuál es su vía de remuneración.</p>	<p>Se solicita ahondar en el criterio considerado por la CNE para diferenciar el DLR de otros equipos que optimizan flujos, que han sido considerados en otros procesos de expansión.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En el caso referido, no se constató un aumento en todas las condiciones previstas sistema, toda vez que la línea en la que se instalarían los equipamientos corresponde a una línea de circuito simple y el análisis de eficiencia económica presentado por la empresa promotora consideró un percentil del límite en función de la estimación de viento anual.</p> <p>Respecto a la diferencia respecto a otras soluciones, como equipos de compensación de reactivos STATCOM, controles de flujo, u otras soluciones incluidas por eficiencia operacional en los planes de expansión, es importante destacar que los aportes en los aumentos de límites por estabilidad, por redistribución de flujos, o aporte de energía ante contingencias, permiten elevar los límites operativos de los sistemas e identificar beneficios sistémicos de acuerdo a la metodología descrita en el Reglamento de Planificación en todas las condiciones sistémicas simuladas.</p> <p>Por otro lado, existe el antecedente en la obra "Instalación de un Sistema de Monitoreo DLR (Dynamic Line Rating) en la línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén - Lastarria - Ciruelos" (NUP 4109) ingresada como Modificación No Relevante (MNR), evidenciando que, de acuerdo a las características de estos equipos, pueden ser instalados como MNR, según los criterios del Coordinador Eléctrico Nacional.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-01	CGE Transmisión	4.2.1. Nueva S/E Palca	<p>En el ITP no se indica la ubicación de la planta de tratamiento de agua por ósmosis inversa ni tampoco la demanda que consumiría este proyecto, es por esta razón que no es posible realizar los análisis respectivos . Se solicita la entrega de la información relacionada por parte de la CNE.Por otro lado, la propuesta de CNE considera construir esta nueva subestación en un sector donde no hay red trifásica, al respecto, podemos comentar que la red de media tensión de CGE mas cercana es el alimentador Camarones que se encuentra aproximadamente a 20 km de la ubicación propuesta para Nueva S/E Palca, y su tensión de operación es de 13,2kV, por lo que se estima necesario pensando a futuro en la interconexión de estas redes, que Nueva S/E Palca debiera modificar su tensión de 13,8kV a 13,2kV./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.En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de trasmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva S/E Palca" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se han incorporado en el ITF 2024 los antecedentes adicionales sobre las factibilidades previstas de conexión y/u otras cargas que podrían energizarse con la instalación de una nueva subestación trifásica.</p> <p>Además, se modifica el nivel de tensión a 13,2 kV en los alcances de la obra. No obstante, los requerimientos sobre su ubicación en cercanías de un bien nacional y el uso de los paños de MT ya están considerados en los alcances del proyecto, por lo que no es necesario modificar lo que ya estaba escrito.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-02	CGE Transmisión	4.1.1. Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT)	<p>De acuerdo a la carga de los circuitos y para permitir una mayor flexibilidad operacional a nivel del sistema de distribución en la zona, se deben considerar 5 paños para nuevas salidas de alimentadores de 23kV. A su vez, para mantener y mejorar la calidad de suministro, se debe incorporar un banco de condensadores de 5 MVAR en 23kV junto a su respectivo paño de conexión. Se solicita aclarar si el proyecto propuesto en el ITP puede hacer uso de una de las dos posiciones disponibles en 110 kV que dejará el proyecto de ampliación asociado el Decreto 293/2018, en caso de ser factible la utilización se debe modificar la descripción de la obra en el ITP. De no ser factible la utilización de uno de los espacios disponibles indicados en el párrafo anterior, de todas maneras se debe modificar la descripción del proyecto en el ITP debido a la nueva configuración de barras de 110 kV que tendrá la subestación una vez terminada la Obra de Ampliación que está en construcción. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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>Considerandolas observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a la cantidad de paños de alimentadores en la S/E Cerrillos, esta Comisión no acoge la observación porque no hay estudios y/o análisis del desarrollo de los alimentadores en esta subestación que pudieran justificar el uso de los 5 paños de alimentadores en el mismo año de entrada en operación. A juicio de esta Comisión, se espera que se vayan incorporando los nuevos paños en MT en la medida que se vaya desarrollando el sistema de distribución de la zona.</p> <p>Respecto a la incorporación del BBCC y de acuerdo con los análisis de espacios disponibles en la S/E, esta Comisión acoge la incorporación de ese equipamiento.</p> <p>Respecto al uso de las posiciones en 110 kV que considera la obra de expansión del Decreto 293/2018, esta Comisión aclara que dichas posiciones ya fueron solicitadas por Acceso Abierto ante el Coordinador y por tanto, se modifica el alcance de esta obra considerando lo anterior.</p> <p>Respecto a la observación asociada a la modificación del alcance respecto a las obras de los paños de alimentadores, esta Comisión no lo considera pertinente de precisar en esta instancia toda vez que lo actualmente descrito indicará que dichas materias se vean reflejadas en las respectivas bases de licitación de esta obra de expansión.</p> <p>Por último, respecto a la modificación del alcance respecto al uso de los paños de alimentadores de media tensión, esta Comisión no considera que se deba hacer alguna modificación ya que al indicar que las posiciones son para alimentadores es suficiente para que dichas posiciones no sean utilizadas por otro tipo de proyectos.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-03	CGE Transmisión	4.1.4. Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM)	El alcance del proyecto solo indica la ampliación de barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV en S/E Portezuelo en configuración interruptor y medio, por lo que se debe indicar en el alcance si se contempla la construcción de los paños centrales de cada diagonal junto con las casetas de control respectivas y nueva sala de servicios generales. En caso de requerirse la construcción de paños centrales, se debe revisar el valor de inversión inicial junto con la extensión de plazo del proyecto a 36 meses. Para la ampliación del patio de 220 kV se debe considerar la compra de terreno.	Considerandolas observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024.	No se acoge la observación. Al igual que en procesos de expansión anteriores, se considera únicamente la ampliación de barras y plataformas, las cuales quedarán disponibles para la conexión de proyectos. Será responsabilidad de los futuros interesados en conectarse al patio de 220 kV la construcción de las diagonales o medias diagonales necesarias para la conexión de sus proyectos.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-04	CGE Transmisión	4.2.2. Nueva S/E La Brava	<p>De acuerdo a la carga de los circuitos y para permitir una mayor flexibilidad operacional a nivel del sistema de distribución en la zona, se deben considerar 6 paños para nuevas salidas de alimentadores de 15kV. A su vez, para mantener y mejorar la calidad de suministro, se debe incorporar un banco de condensadores de 5 MVAR en 15kV junto a su respectivo paño de conexión. Debido a las características geográficas del sector donde se construirá la Nueva S/E La Brava, y con el objetivo de obtener los mayores beneficios para los clientes finales y minimizar las dificultades para construir alimentadores que permitan descargar y otorgar respaldo a las SSEE Rengo y Rosario, es necesario modificar la descripción del emplazamiento teniendo en cuenta la necesidad de que la nueva S/E La Brava se construya en un punto equidistante entre las subestaciones Rengo y Rosario. Además, el seccionamiento de la línea se debe realizar cercano al trazado de la línea de 66kV, limitando al área norte del semicírculo generado al norte de la Ruta H-665, como también que el emplazamiento no se realice a una distancia mayor a 1km hacia la cordillera desde la LT 66kV Tap Rengo - Rosario, ya que una ubicación fuera de estos límites aleja el punto de retiro de los centros de carga, aumentando las dificultades asociadas al sistema de distribución. 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. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva S/E La Brava" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a la cantidad de paños de alimentadores en la nueva S/E La Brava, esta Comisión no acoge la observación porque no hay estudios y/o análisis del desarrollo de los alimentadores en esta subestación que pudieran justificar el uso de los 6 paños de alimentadores en el mismo año de entrada en operación. A juicio de esta Comisión, se espera que se vayan incorporando los nuevos paños en MT en la medida que se vaya desarrollando el sistema de distribución de la zona.</p> <p>Con respecto a la incorporación de los BCC de 5MVAR en 15kV junto a su respectivo paño de conexión, en función de lo analizado por esta Comisión, se acoge esta observación.</p> <p>Por otro lado, a juicio de esta Comisión, no se acoge la observación asociada a incluir en la descripción de la obra que ésta se construya en un punto equidistante entre las subestaciones Rengo y Rosario y que se indique que el seccionamiento de la línea se debe realizar cercano al trazado de la línea de 66kV, limitando al área norte del semicírculo generado al norte de la Ruta H-665, ya que no se entregan antecedentes necesarios que justifiquen técnicamente el beneficio de establecer este punto para el emplazamiento de la subestación, pudiendo provocar perjuicios en la adjudicación y construcción de la obra.</p> <p>Adicionalmente, no se acoge la observación asociada a que se modifique el alcance de la obra respecto al emplazamiento de esta nueva S/E en un terreno aledaño a un Bien Nacional de Uso Público ya que lo actualmente incorporado en los alcances, respecto a que 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, es una indicación suficiente para que sea considerado en las bases de licitación de esta obra.</p> <p>Respecto a la observación asociada a la modificación del alcance de las obras de los paños de alimentadores, esta Comisión no lo considera pertinente de precisar en esta instancia toda vez que lo actualmente descrito indicará que dichas materias se vean reflejadas en las respectivas bases de licitación de esta obra de expansión.</p> <p>Por último, respecto a la modificación del alcance respecto al uso de los paños de alimentadores de media tensión, esta Comisión no considera que se deba hacer alguna modificación ya que al indicar que las posiciones son para</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<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>alimentadores es suficiente para que dichas posiciones no sean utilizadas por otro tipo de proyectos.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-05	CGE Transmisión	4.1.3. Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo – La Brava – Rosario y 1x66 kV Tap Rengo – Rengo	<p>Se entiende que el alcance del proyecto sólo debiera considerar el refuerzo de la LT 1x66kV Tap Rengo - Rosario, ya que la intercalación de la(s) estructura(s) para seccionar la línea de transmisión y las acometidas hasta los marcos de línea de la nueva SE La Brava se entiende son parte del proyecto de esta nueva subestación, según se describe en el segundo párrafo del punto 4.2.2: "Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación La Brava, los cuales deberán permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol". En Tap Rengo sólo existen seccionadores cuchillos en los paños hacia SE Rosario (B1) y SE Rengo (B3), por lo tanto, se deben considerar nuevos paños para ambas líneas, sin embargo, debido al poco espacio existente y a que no es posible comprar terrenos adyacentes al Tap Rengo, se debe evaluar considerar equipos híbridos para los paños de línea (HIS). Se debe considerar dentro del alcance del proyecto el refuerzo de la barra en Tap Rengo. En S/E Rosario, las características nominales del equipamiento del paño hacia Tap Rengo (B2) debe permitir una capacidad de transmisión acorde al refuerzo proyectado de la línea. En S/E Rengo, las características nominales del equipamiento del paño hacia Tap Rengo (B1) debe permitir una capacidad de transmisión acorde al refuerzo proyectado de la línea de transmisión.</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo – La Brava – Rosario y 1x66 kV Tap Rengo – Rengo" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En virtud de lo establecido en el alcance de los proyectos, a juicio de esta Comisión si es posible distinguir los límites de los alcances de cada obra, donde, los enlaces del seccionamiento mencionado serían parte de la obra nueva "S/E La Brava", por lo anterior, no se modifica el alcance de la obra, por este propósito.</p> <p>Por otro lado, se acoge parcialmente la propuesta de la incorporación del paño de 66 kV asociado a la conexión de la línea 1x66 kV Tap Rengo – Rosario en Tap Rengo. El resto de los equipos no se justifican debido a que no se cuenta con la información que dé cuenta de los beneficios de su incorporación, toda vez que los equipos existentes y futuros darían la selectividad adecuada al sistema.</p> <p>Adicionalmente, no se acoge la incorporación del refuerzo de la barra en S/E Tap Off Rengo, al no contar con espacio disponible en la subestación.</p> <p>Por último, esta Comisión aclara la existencia de un párrafo dentro del alcance que ya indica que ante necesidades de cambio en los equipos serie en S/E Rosario, y S/E Rengo, se deberán considerar en las respectivas bases de licitación y no sería necesario modificar el alcance. A continuación, el apartado: "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>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-06	CGE Transmisión	4.1.3. Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo – La Brava – Rosario y 1x66 kV Tap Rengo – Rengo	<p>La descripción general señala intervenir la S/E Rosario para aumentar su capacidad de transmisión. Sin embargo, cabe recordar que, mediante la RE 460-2024, CNE calificó a la S/E Rosario como de transmisión dedicada y que, de conformidad con el inciso final del artículo 87° de la LGSE, toda instalación dedicada que sea intervenida con obras de expansión zonal cambiará su calificación e integrará dicho segmento, por lo que corresponde considerar la calificación de transmisión zonal el tramo de subestación SE-D_469 "Rosario". Al respecto, cabe recordar que el artículo 96 del DS 37/2019, dispone que: "Las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con Obras de Expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley. Para dichos efectos, la Comisión deberá señalar en el informe técnico preliminar que contenga el Plan de Expansión los tramos de las instalaciones dedicadas intervenidas que cambiarán su calificación, que surjan producto de la intervención, de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley. Sólo se considerarán tramos intervenidos y cambiarán su calificación aquellos tramos de transporte que cambien la naturaleza de su uso y que permitan la conexión de las Obras de Expansión hacia los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal o para Polos de Desarrollo. Los tramos de subestación a la que se conecten las Obras de Expansión se considerarán intervenidos y cambiarán su calificación si es que se modifica la naturaleza de su uso."</p>	<p>Se debe considerar como parte del sistema de transmisión zonal al tramo de subestación "Rosario", intercalando un nuevo numeral 4.1.3.2, "Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto", de contenido similar al numeral 4.1.1.2; pasando el actual numeral 4.1.3.2 a ser 4.1.3.3, nuevo.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra de ampliación "Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo – La Brava – Rosario y 1x66 kV Tap Rengo – Rengo", interviene tramos de transporte que forman parte del sistema de transmisión Zonal, según lo indica Informe de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2024-2027:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Tap Rengo 066->Rosario 066 Zonal Área E -Rengo 066->Tap Rengo 066 Zonal Área E <p>La S/E Rosario no se interviene en este proceso de expansión, en consecuencia no se acoge la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-07	CGE Transmisión	4.2.3. Nueva S/E Pelarco	<p>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 mediatensión.</p> <p>En el alcance del proyecto se debe incorporar, al igual como en el proyecto Nueva S/E Río Viejo, la instalación de un banco de condensadores en el patio de 154kV de la S/E Pelarco de, al menos, 30MVAR con su respectivo paño de conexión. Del mismo modo, se debe incorporar un banco de condensadores de 5MVAR en 13,8kV con su respectivo paño de conexión. La incorporación de estos bancos de condensadores permitirá disminuir el déficit de reactivos en esta zona.</p> <p>En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE.</p> <p>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>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva SE Pelarco" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la instalación del BBCC en la barra 154 kV de S/E Pelarco, esta Comisión no acoge su incorporación al presente proceso de expansión toda vez que la empresa no presenta estudios y/o análisis que permitan justificar su inclusión. De todos modos, esta Comisión realizó estudios en la zona de emplazamiento de la S/E Pelarco y no detecta problemas de estabilidad de tensión en la zona que levanten la necesidad de un BBCC en la S/E en estudio.</p> <p>Adicionalmente, no se acoge la observación relacionada con la modificación del alcance de la obra respecto a su emplazamiento en un terreno aledaño a un Bien Nacional de Uso Público. Lo actualmente establecido en los alcances del proyecto, en cuanto a que la ubicación de la instalación debe garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, asegurando el debido acceso y la conexión con los alimentadores de los sistemas de distribución de la zona, se considera una indicación suficiente para que este aspecto sea tomado en cuenta en la elaboración de las bases de licitación.</p> <p>Respecto a la observación sobre la modificación del alcance de las obras de los paños de alimentadores, esta Comisión considera que no es pertinente realizar dicha precisión en esta instancia, ya que lo actualmente descrito permite que estos aspectos sean abordados en las respectivas bases de licitación de la obra de expansión.</p> <p>Por último, en cuanto a la modificación del alcance respecto al uso de los paños de alimentadores de media tensión, esta Comisión estima que no es necesario realizar ajustes adicionales, dado que la indicación de que las posiciones están destinadas a alimentadores es suficiente para evitar su uso en otros tipos de proyectos.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-08	CGE Transmisión	4.2.4. Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco	<p>1. De acuerdo a la ubicación de la Nueva S/E Trueno, se generan las proyecciones de demanda a las que sería sometida esta nueva instalación de transmisión, orientada a energizar la zona norte de Talca. Como resultado se establece que al año 2032, fecha estimada de entrada en servicio de la subestación, la unidad de transformación de 30MVA quedaría operando con una demanda del orden de los 24 MVA, razón por la que se establece la necesidad de que el transformador 66/15kV de la Nueva S/E Trueno tenga una capacidad de 50MVA, lo que permitirá atender los incrementos de demanda en este sector. A continuación, se presenta Tabla con proyecciones.</p> <p>(TABLA)</p> <p>En el alcance del proyecto se debe indicar que la nueva S/E Trueno debe tener espacio para habilitar por lo menos dos transformadores 66/15kV. En el alcance del proyecto se debe incorporar un banco de condensadores de 5MVAR en 15kV, con su respectivo paño de conexión, lo que permitirá disminuir el déficit de reactivos en esta zona.</p> <p>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. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE.</p> <p>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En virtud de los antecedentes presentados, se incorpora la modificación de la capacidad del transformador de la nueva S/E Trueno, así como los respectivos BBCC en barra MT del transformador.</p> <p>Por otro lado, la ubicación de esta nueva subestación, considerando su cercanía a un bien nacional de uso público y el uso de los paños MT de la subestación, ya se encuentra incorporada en los alcances del proyecto, por lo que no se considera necesario realizar una modificación en el ITF.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>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>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-09	CGE Transmisión	4.2.5. Nueva S/E Chequén y nueva línea 2x66 kV Chequén – El Ruil	<p>En consideración a que la capacidad instalada en la Nueva S/E Chequén sumará 180MVA, pero se energizará desde la LT 1x154kV Maule-Chequén y LT 1x154kV Chequén-Yerbas Buenas, la cual de acuerdo a INFOTECNICA tiene una capacidad de 72MVA a 35°C con sol, es necesario reforzar, a lo menos, el tramo entre las subestaciones Maule a Chequén con un conductor que permita, a lo menos, 180MVA a 35°C con sol. Esta condición fue detectada por el Coordinador Eléctrico Nacional (proponente de este proyecto).</p> <p>En el alcance del proyecto se debe incorporar, al igual como en el proyecto Nueva S/E Río Viejo, la instalación de un banco de condensadores en el patio de 154kV de la S/E Pelarco de, al menos, 30MVAr con su respectivo paño de conexión, lo que permitirá disminuir el déficit de reactivos en esta zona.</p>	Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva S/E Chequén y nueva línea 2x66 kV Chequén – El Ruil" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo con la observación recibida, esta Comisión actualizó el análisis de la S/E El Chequén, modificando su diseño para ahora seccionar la línea 1x220 kV Santa Isabel - Maule, evitando así la sobrecarga en la línea 1x154 kV Maule - Linares.</p> <p>Respecto a la instalación del BBCC en la S/E El Chequén, esta Comisión no acoge su incorporación al presente proceso de expansión toda vez que la empresa no presenta estudios y/o análisis que permitan justificar su inclusión. De todos modos, esta Comisión realizó estudios en la zona de emplazamiento de la S/E El Chequén y no detecta problemas de estabilidad de tensión en la zona que levanten la necesidad de un BBCC en la S/E en estudio.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-10	CGE Transmisión	4.1.5 Aumento de capacidad línea 2x66 kV Panguilemo – Talca, tramo Trueno – Talca	<p>1.- En el alcance del proyecto se debe indicar que en los paños B1 y B2 de S/E Talca se debe reemplazar todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales debido al aumento de capacidad de la línea. En S/E Trueno, las características nominales del equipamiento de los paños de línea hacia S/E Talca deben permitir una capacidad de transmisión acorde al refuerzo proyectado de la línea.</p> <p>En consideración de la incorporación en ITP 2024 de los proyectos Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco y Nueva S/E Chequén y nueva línea 2x66 kV Chequén – El Ruil más las modificaciones a nivel de las líneas en 66kV por la entrada en operación de SE El Ruil, SE Talca tendrá la llegada de la LT 2x66kV Trueno-Talca desde el norte, la LT 2x66kV Maule-Talca desde el oriente y las líneas LT 1x66kV El Ruil -Talca perteneciente a la inyección de la Central San Ignacio y la LT 1x66kV El Ruil-Talca perteneciente al sistema que energiza SE La Palma desde el sur. Por lo anterior, se hace necesario contar en SE Talca con seccionamientos de la barra a nivel de 66kV tales que permitan poder operar las fuentes de alimentación individualizadas de manera independiente evitando por ende la operación en paralelo debido a la carencia de equipos seccionadores.</p> <p>Actualmente, se encuentra incorporado en Decreto N°266/2024 que contiene las obras de ampliación del Plan de Expansión 2023, proyecto Ampliación en SE Talca (RTR ATMT) que contempla el aumento de capacidad de la unidad T3 10 MVA 66/13,8kV, con la particularidad que será instalado en una ubicación distinta a la actual, dejando disponibilizado la posición , según se aprecia a continuación.</p> <p>Por lo expuesto, y con la finalidad de obtener los máximos beneficios de las obras proyectadas, es necesario incorporar en el Plan de Expansión 2024, un proyecto que considere las adecuaciones descritas mediante la instalación de un equipo seccionador de barra en la posición a liberar por el proyecto de</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas se debe modificar la descripción del proyecto "Aumento de capacidad línea 2x66 kV Panguilemo – Talca, tramo Trueno – Talca" e incorporar el proyecto "Ampliación en S/E Talca" con el alcance descrito, en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a las modificaciones necesarias en los paños de la S/E Talca, esta Comisión aclara que dichas modificaciones ya están contempladas en el alcance de la obra, al incluir el siguiente criterio: “...reemplazo y ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado por el aumento de capacidad”.</p> <p>En cuanto al seccionamiento de la barra en la S/E Talca, esta Comisión ha revisado el diagrama unilineal más reciente publicado en el portal de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y ha constatado la existencia de un paño seccionador de barra con interruptor. Además, se verifica que los tres puntos geográficos de suministro a la S/E Talca están equilibradamente distribuidos entre las dos secciones de barra existentes: una sección conectada a los dos circuitos del norte y un circuito del sur, y la otra sección conectada a los dos circuitos desde el oriente y el segundo circuito desde el sur. En este contexto, la construcción de un nuevo paño seccionador de barra no aportaría beneficios adicionales.</p> <p>Adicionalmente, no se ha presentado un estudio de barra en la S/E Talca que respalde la necesidad de esta obra. De acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, tampoco se justifica un aumento en la capacidad de la barra considerando las proyecciones de demanda al 2040.</p> <p>Por lo tanto, no se acoge el aumento de la capacidad de barra.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>ampliación de la unidad T3 de SE Talca, dejando desacopladas las inyecciones desde el sistema de 66kV. Específicamente, desde la LT 2x66kV Trueno-Talca se energizaría SE Panguilemo, SE Trueno y la unidad T1 de SE Talca. La LT 2x66kV Maule Talca energizaría los consumos asociados a la unidad T2, SE San Miguel y SE Piduco para finalmente dejar a la LT 1x66kV Talca- El Ruil (San Ignacio) energizando las unidades de transformación T3 y T4. En lo que respecta a la LT 1x66kV Talca- El Ruil (La Palma), esta quedaría como respaldo con la posibilidad de inyección en la barra donde llega la LT2x66kV Maule-Talca.</p> <p>La barra en 66kV de SE Talca, consta de 3 secciones denominadas BP1, BP2 y BP3, las que considerando una temperatura ambiente de 35°C presentan capacidades de 66,5MVA para las dos primeras y de 78,8MVA para la tercera. Por las obras de aumento de capacidad de las proyectadas líneas 2x66kV Trueno Talca y la 2x66kV Maule-Talca, la capacidad de la barra no estaría dimensionada para los potenciales 180MVA que considera la inyección desde SE Trueno como de los 166MVA desde SE Maule, razón por la que se debiese reforzar la sección de barra de 66kV para que este acorde a las potencias proyectadas a manejar en la subestación Talca como respuesta a las capacidades de las líneas individualizadas. En base a lo anterior y en consideración del dimensionamiento que se ha dado a la barra de 66kV en SE Trueno, se solicita poder incorporar dentro de las obras del ITP 2024, la necesidad de aumentar la capacidad de la barra del patio de 66 kV de la subestación Talca a una capacidad de , al menos, 700 MVA con 75°C en elconductor y 35°C temperatura ambiente con sol.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-11	CGE Transmisión	4.1.8 Ampliación en S/E San Clemente 66 kV (BS)	1.-Actualmente la S/E San Clemente no cuenta con una barra de 66 kV, por lo tanto, se debe construir una barra de 66 kV. Al respecto, se solicita aclarar si la nueva barra de 66 kV mantendrá la configuración propuesta 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. Se debe considerar completar el paño AT del transformador existente y su conexión a la nueva barra de 66kV. En función de lo anterior, se debe considerar la compra de terreno para el desarrollo de las nuevas instalaciones.	Considerandolas observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E San Clemente 66 kV (BS)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024.	No se acoge la observación. Con respecto a la configuración esperada de la S/E San Clemente, se aclara que esta será configuración barra simple. No se contempla construir una barra de transferencia debido al limitado espacio disponible para la subestación.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-12	CGE Transmisión	4.2.6. Nueva S/E Guangualí y nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo	<p>En consideración del área propuesta para la construcción de la subestación y bajo los riesgos que esta quede emplazada en un lugar que dificulte su acceso y la construcción de alimentadores, se establece la necesidad de que su emplazamiento sea según se establece en Informe Técnico Preliminar a aproximadamente 1 km al sur de la subestación Chillán, siguiendo el trazado de la línea 1x66 kV Quilmo 2 – Chillán, dentro de un radio de 2 km respecto a ese punto, añadiendo que se debe cumplir que debe quedar emplazada en la rivera norponiente del río Chillán.</p> <p>En el alcance del proyecto se debe indicar que la nueva S/E Guangualí debe tener espacio para habilitar por lo menos dos transformadores 66/15kV. En el alcance del proyecto se debe incorporar un banco de condensadores de 5MVAR en 15kV, con su respectivo paño de conexión, lo que permitirá disminuir el déficit de reactivos en esta zona.</p> <p>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. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE.</p> <p>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 Guangualí y nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a las consideraciones en la ubicación de la nueva S/E Guangualí, esta Comisión acoge la modificación del alcance. Por otro lado, también se actualiza el alcance para que haya espacio para la instalación de 2 transformadores AT/MT, al igual que los BBCC en barra de 15 kV. Por último, respecto al uso de los paños en MT y la ubicación de la S/E ya está incorporado en los alcances de la obra un párrafo que considera lo comentado en la observación, por lo que no se acoge el cambio del actual alcance de la obra en ese ámbito.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<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>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-13	CGE Transmisión	7.3.3.3 Proyectos Comprometidos	<p>En la tabla 7-2 de "Proyectos de generación comprometidos" se considera como fecha de puesta en servicio del Parque Eólico San Rarincó en julio de 2024. No obstante, en este momento se está analizando y discutiendo con la CNE la situación de los contratos de este suministrador, precisamente porque hasta ahora, luego de haberse revocado su RCA, el proyecto no se ha construido y el suministrador no ha cumplido su obligación de suministro por medios alternativos.</p>	<p>Considerando la observación indicada, se debe revisar y corregir la fecha de puesta en servicio.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La modelación de los proyectos comprometidos es realizada de acuerdo con lo establecido en el artículo 78 letra d. del Reglamento de Planificación, el que establece que los proyectos comprometidos son aquellos "(...) <i>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, que se hayan comunicado a la Comisión al inicio del Proceso de Planificación, según los criterios que defina la Comisión</i>".</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-14	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados23-01. Nueva SE Tocopilla	<p>1.- Se analizaron alternativas y dada la condición topográfica de la ciudad con el consumo regulado ubicado en un ancho de pocos metros planos, se concluye que la propuesta de CGE es la opción más práctica para la construcción de una nueva subestación (ubicándola dentro de la planicie del sector urbano), ya que la construcción en otra ubicación implicaría que el trazado pase por pronunciadas pendientes, dificultando tanto la construcción y el mantenimiento de las líneas de transmisión y distribución. A su vez, la ubicación propuesta considera, que se facilitaría el traslado de los consumos existentes desde el TG3 y que los alimentadores continuarían con un radio no mayor a 5km./2. Es importante destacar que estas redes están aisladas de cualesquiera otros puntos de respaldo por distribución, quedando todos los consumos regulados energizados del terciario de 5kV del transformador TG3 de la Central Tocopilla, lo que representa una condición de riesgo ante las complicaciones que se podrían presentar frente a fallas o mantenimientos. Por lo tanto, se concluye la necesidad de construir la Nueva S/E Tocopilla, lo que permitirá continuar abasteciendo los requerimientos de demanda, además de aumentar la seguridad y confiabilidad del servicio en esta comuna que posee del orden de 10.000 clientes regulados. 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. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 5.- Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto Nueva SE Tocopilla”.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación con la información presentada en la observación, no se evidencia la existencia de problemas de suficiencia en las instalaciones de transmisión que pongan en riesgo el suministro a los clientes finales.</p> <p>Por otro lado, el análisis de seguridad expuesto en la observación no resulta suficiente para justificar la incorporación de la obra en el presente proceso de expansión, ya que se encuentra supeditado a la tramitación de la propuesta de modificación normativa contemplada en el Plan Normativo 2024. Dicha modificación, descrita en la Resolución Exenta CNE N° 654 y publicada el 29 de diciembre de 2023, se refiere específicamente al artículo 5-5 de la NTSyCS y su relación con el proceso de planificación en la evaluación de obras por razones de seguridad en los Sistemas de Transmisión Zonal.</p> <p>Adicionalmente, según el análisis de esta Comisión, en caso de falla o mantenimiento del transformador TG3, la carga puede ser asumida por los transformadores TG1, TG2 y/o T14 1, lo que permitiría mantener el suministro sin comprometer la seguridad del sistema.</p> <p>Por todo lo anterior, no se acoge la incorporación de esta obra al presente proceso de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>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>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-15	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-02. Nueva SE Tuqui	<p>Al año 2024 los transformadores T1 y T2 110/23kV de 30 MVA de S/E Ovalle, si no se considera la inyección de los PMGD (es decir, considerando solo consumos), registran demandas del orden del 78% y 76% (respectivamente) respecto a sus capacidades máximas, lo que difiere en gran parte a la carga indicada por CNE en Excel de análisis Radial, siendo esta última menor a los perfiles de demanda reales del año 2024. De acuerdo a lo anterior, y sólo considerando crecimiento vegetativo, se obtiene que al año 2030 el T1 y T2 de S/E Ovalle superarán el 85% de su capacidad, por lo que es necesario la incorporación del proyecto Nueva SE Tuqui propuesto por CGE, con el objetivo de entregar apoyo a las condiciones de cargabilidad en S/E Ovalle. Respecto a las posibilidades de equilibrio entre los transformadores de S/E Ovalle, según lo indicado previamente, en la conducción sin efecto de los PMGD (solo consumos) ambos transformadores se encuentran equilibrados en el año 2024 y se proyecta que superen el 85% de su capacidad al año 2030. En la condición con efecto de PMGD, ambos transformadores por flujo inverso superan en el año 2024 el 85% de su capacidad, debido a la gran cantidad de PMGD conectados (en T1: 11 PMGD con potencia total conectada de 60,46 MVA, en T2: 8 PMGD con potencia total conectada de 44,75 MVA). De igual forma, de acuerdo a la densidad de carga y totalidad de PMGD conectados, se ha analizado en reiteradas ocasiones la posibilidad de traspasar carga manteniendo y asegurando la calidad de servicio en la zona, y se ha concluido que esto no es una solución factible, siendo pertinente visualizar la demanda sin efecto de PMGD para el análisis en cuestión, con el objetivo de no depender de los generadores para otorgar suficiencia, seguridad y confiabilidad al sistema. 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. En el alcance del proyecto se debe</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Nueva SE Tuqui"</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Con respecto a las cargabilidades de las unidades de transformación informadas en esta observación, se informa que la cargabilidad al año 2024 es de 78% y 76% para los transformadores 110/23 kV en la subestación, sin embargo no se entregan antecedentes numéricos de los perfiles de demanda y generación por parte de los PMGD que permita justificar esos valores ya que, de acuerdo con los perfiles de demanda actualizados al año 2023 con los que cuenta esta Comisión, la cargabilidad máxima a ese año (sin considerar el efecto de los PMGD) fue de aproximadamente 71%, y la proyección al año 2030 es de aproximadamente 79%. En consecuencia, no se logra justificar la inclusión de esta obra al proceso de expansión ya que no se cumplen los criterios de suficiencia. Sin perjuicio de lo anterior y con los antecedentes disponibles a la fecha, se observa que durante los próximos procesos de expansión se podría alcanzar el umbral que cumple con los criterios de suficiencia, por lo que la situación y eventual solución seguirá siendo analizada durante el próximo proceso de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de trasmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-16	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-03. Ampliación en SE Padre Hurtado 110/12kV	<p>El nuevo equipo 110/12kV, tiene como objetivo alimentar directamente los consumos del centro urbano de Padre Hurtado, el cual se energiza en mayor parte en 12kV, por lo que hoy, al contar sólo con un equipo 110/23kV en la subestación, existen equipos autotransformadores 23/12kV que operan al límite de su capacidad, los cuáles han operado por sobrecarga dentro del último año. De este modo, el crecimiento se visualiza tanto en 12kV como en 23kV, siendo necesario contar con un punto de retiro directo en cada nivel de tensión para no limitar la explotación de las capacidades a partir de estos equipos reductores y mejorar así la calidad de servicio y suministro en la comuna de Padre Hurtado. El detalle de la observación de la propuesta se encuentra en el Anexo adjunto de CGET "Detalle de observaciones respecto a materias no consideradas en el Informe Técnico Preliminar 2024", donde se muestran las alternativas analizadas y la opción priorizada, además, se entregan antecedentes adicionales y se justifica debidamente la incorporación del proyecto en el ITF 2024. CGE concuerda con la necesidad de proponer alguna obra adicional para asegurar la confiabilidad de la zona debido a la radialidad de alimentación de S/E Padre Hurtado, pero en ningún caso se debería poner en riesgo la ejecución de esta obra de suficiencia a la espera de la definición y eventual incorporación de un proyecto adicional por confiabilidad. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto de "Ampliación en SE Padre Hurtado 110/12kV".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En virtud de los antecedentes presentados en la observación, esta Comisión no dispone de documentación suficiente que justifique la incorporación de esta obra de expansión por razones de suficiencia en el presente proceso.</p> <p>Esto se debe a que parte de la carga señalada en 12 kV es suministrada desde el alimentador Valparaíso, proveniente de la S/E Santa Marta 12 kV, la cual, en este proceso de expansión, no presenta problemas de suficiencia. En consecuencia, la observación no es acogida.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>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>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-17	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-04. Ampliación en SE Padre Hurtado 110/23kV	<p>El detalle de la observación de la propuesta se encuentra en el Anexo adjunto de CGE "Detalle de observaciones respecto a materias no consideradas en el Informe Técnico Preliminar 2024", donde se muestran las alternativas analizadas y la opción priorizada, además, se entregan antecedentes adicionales y se justifica debidamente la incorporación del proyecto en el ITF 2024. Por otro lado, mencionar que CGE ha levantado la necesidad de aumentar la capacidad de transformación en S/E Padre Hurtado en los planes de expansión 2016, 2017, 2022, y ahora en el presente plan 2024, cada uno siendo no recomendado por CNE en su respectivo proceso. Por este motivo, se expresa que la necesidad por suficiencia del transformador, fue diagnosticada a tiempo y en forma para haber cumplido los plazos regulares del proceso de planificación anual. Al requerimiento del Data Center, se suma el requerimiento del cliente Cristalerías Chile de aumentar en 5MVA su demanda. CGE concuerda con la necesidad de proponer alguna obra adicional para asegurar la confiabilidad de la zona debido a la radialidad de alimentación de S/E Padre Hurtado, pero en ningún caso se debería poner en riesgo la ejecución de esta obra de suficiencia a la espera de la definición y eventual incorporación de un proyecto adicional por confiabilidad. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Ampliación en SE Padre Hurtado 110/23kV".</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En virtud de lo presentado en la observación respecto a la proyección de demanda del transformador N° 1 de la S/E Padre Hurtado, se proyectan cargabilidades en la unidad de transformación 110/23 kV superiores al 85% en el año 2030. Este escenario podría acelerarse en caso de que se concreten los requerimientos de Cristalería Chile y del Data Center Amazon en los próximos años. Por lo tanto, se acoge la incorporación de una nueva unidad de transformación en la S/E Padre Hurtado, pero con una capacidad nominal de 50 MVA. La capacidad adicional se considera bajo el supuesto de que ambas factibilidades se materialicen y la solución deba ser idónea en todo el periodo de análisis, considerando la información que se dispone en la actualidad.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>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>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-18	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-05. Apoyo a Santa Inés	<p>Revisando las alternativas en la zona, se considera que la mejor opción es complementar la propuesta del CEN "Nueva S/E Longovilo", con una nueva subestación 66/13,2kV en la localidad de Santa Inés (misma ubicación propuesta por CGE para Nueva S/E Santa Inés) con la adecuación de que esta instalación se energice mediante una Nueva LT 2x66kV desde S/E Longovilo. De esta forma, el proyecto contempla todos los beneficios expuestos en la propuesta de CGE en términos de distribución, permitiendo la conexión de grandes clientes en la zona y mejorando la calidad de servicio en la comuna de Las Cabras acortando el radio de suministro del único alimentador que energiza la zona, como también incluye los beneficios en transmisión, descargando la LT 1x66kV Las Arañas-El Peumo y acortando la radialidad del tramo de línea de 66kV entre las subestaciones Santa Rosay Alhué. El detalle de la observación de la propuesta se encuentra en el Anexo adjunto de CGE "Detalle de observaciones respecto a materias no consideradas en el Informe Técnico Preliminar 2024", donde se priorizan las distintas alternativas, se entregan antecedentes adicionales y se justifica debidamente la incorporación del proyecto en el ITF 2024. Este proyecto fue presentado considerando lo dispuesto en el Artículo 81 del "Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión" en el cual se establece que "La Comisión, 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". En cumplimiento a lo señalado en el citado artículo, CGE envió un informe con la información solicitada que permite justificar la necesidad del proyecto. Se adjunta nuevamente el documento, donde el análisis a nivel de media tensión se mantiene pese a la adecuación propuesta. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Apoyo a Santa Inés" con la modificación de incluir la Nueva S/E Longovilo 220/66kV, la Nueva S/E Santa Inés 66/13,2kV y la Nueva LT 2x66kV Longovilo - Santa Inés.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes presentados en esta observación, se verifican los problemas de suficiencia en la LT 1x66 kV Las Arañas - El Peumo y, por tanto, se incorpora en el presente proceso de expansión la obra "Nueva S/E Longovilo", la que mitigará los problemas de transmisión existentes en la zona de análisis. Por otro lado, la incorporación de la propuesta Nueva S/E Santa Inés no cumpliría con los requisitos mínimos para ser incorporada en el presente proceso de expansión, toda vez que los problemas de suficiencia detectados en la zona son solucionados con la nueva S/E Longovilo.</p> <p>in perjuicio de lo anterior, la Nueva S/E Longovilo incorporará espacios en la barra de 66 kV con posiciones reservadas para futuras obras del plan de expansión de la transmisión, permitiendo así la incorporación de esta u otra alternativa de solución ante eventuales problemas de suficiencia en las instalaciones de transmisión de la zona. En consecuencia, no se acoge la incorporación de la nueva S/E Santa Inés ni de la LT 2x66 kV Longovilo - Santa Inés.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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. 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 mediatensión.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-19	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-06. Nueva SE Navidad y Nueva LT 1x110kV Nueva Litueche-Nueva Navidad	<p>Las demandas reales del año 2024 del transformador T1 66/15kV de 20MVA en S/E La Manga, son las siguientes (considerando los mismos 4 percentiles utilizados por CNE en el Archivo "Análisis radial ITP 2024"): P100 (MVA): 15,6; P99,9 (MVA): 14,6; P99,5 (MVA): 13,5; P99,0 (MVA): 13,0. Es decir, las demandas del año 2024 utilizados por la CNE son mayores a los reales registrados. Si se consideran las demandas reales del año 2024 y las mismas tasas de crecimiento que considera la CNE, se concluye que el proyecto cumple con el criterio de suficiencia, pero en ninguno de los 4 casos se superaría la máxima capacidad del transformador de S/E La Manga, por lo que no es un proyecto urgente. En consecuencia, y coincidiendo con CNE respecto a que proyecto cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el proceso regular del plan de expansión, en el ITF se debería incorporar el proyecto "Nueva SE Navidad y Nueva LT 1x110kV Nueva Litueche-Nueva Navidad". Este proyecto fue presentado considerando lo dispuesto en el Artículo 81 del "Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión" en el cual se establece que "La Comisión, 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". En cumplimiento a lo señalado en el citado artículo, CGE envió un informe con la información solicitada que permite justificar la necesidad del proyecto. Se adjunta nuevamente el documento, donde el análisis a nivel de media tensión se mantiene. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto " Nueva SE Navidad y Nueva LT 1x110kV Nueva Litueche- Nueva Navidad".</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En virtud de los antecedentes presentados en esta observación, esta Comisión coincide con el diagnóstico indicado por la empresa e incorpora la obra de expansión "Nueva S/E Navidad", que tiene alcances similares a la propuesta de esta observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>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. 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 mediatensión.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-20	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-07. Nueva SE Vicuña Mackenna	<p>Si bien la Nueva S/E Monte Blanco tiene cierto efecto sobre las redes de S/E El Maitén, su principal beneficio y orientación de sus futuras redes de distribución está asociada a reducir la alta carga de las SSEE El Paico y El Monte, así como la LT 1x66kV El Maitén-El Paico-El Monte, donde se encuentran dos obras ampliación licitadas en diversas ocasiones y como resultado del proceso se han declarado desiertas. En este caso, la Nueva S/E Vicuña Mackenna tiene como beneficios reducir mayoritariamente las cargas de las SE El Maitén y Melipilla, reduciendo longitud de alimentadores, mejorando la calidad de servicio de los clientes del sector. Además, se debe considerar que como esta propuesta no considera la construcción de nueva línea de 110kV ni tampoco quedaría condicionada a otros proyectos, la hace un complemento a la obra de Nueva SE Monte Blanco y no son obras sustitutas. El detalle de la observación de la propuesta se encuentra en el Anexo adjunto de CGE "Detalle de observaciones respecto a materias no consideradas en el Informe Técnico Preliminar 2024", donde se priorizan las distintas alternativas, se entregan antecedentes adicionales y se justifica debidamente la incorporación del proyecto en el ITF 2024. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Nueva SE Vicuña Mackenna".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien esta Comisión coincide en que la descarga desde la S/E El Maitén hacia la S/E Monte Blanco podría generar un menor impacto, no se presentan antecedentes cuantitativos sobre la descarga esperada en las SS/EE El Paico, El Monte y El Maitén. Sin perjuicio de lo anterior, y bajo el supuesto de que la nueva S/E Monte Blanco no reduzca suficientemente la carga de la S/E El Maitén, es importante señalar que las proyecciones de demanda en la S/E Bajo Melipilla indican que la cargabilidad de sus transformadores 110/13,2 kV se mantendría por debajo del 85% al menos hasta el año 2033. En consecuencia, sería factible traspasar alimentadores desde la S/E El Maitén hacia la S/E Bajo Melipilla, mitigando así los problemas de suficiencia detectados en el período de análisis de este plan de expansión. Por lo tanto, no se acoge la incorporación de esta obra de expansión al presente proceso.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>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. 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 mediatensión.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-21	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-09. Nueva SE Pichilemu	<p>El proyecto Nueva S/E Pichilemu es un proyecto presentado de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 81 del "Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión" en el cual se establece que "La Comisión, 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", situación que no se alcanza al equilibrar la carga de los transformadores de S/E Alcones, como se indica en el ITP. En cumplimiento a lo señalado en el citado artículo, CGET envió un informe con la información solicitada que permiten justificar la necesidad del proyecto, el que tiene evidentes beneficios en seguridad y calidad de servicio de los clientes de la comuna de Pichilemu y alrededores, los cuales se energizan desde S/E Alcones que está a más de 40km. Se adjunta el documento. Como antecedente adicional, podemos mencionar que CGET posee un terreno aledaño a S/E Alcones, lo que permitirá ejecutar las obras de ampliación para la salida de la nueva línea que energizaría la Nueva S/E Pichilemu. Coincidimos con CNE respecto a la conveniencia de que la nueva línea se construya en doble circuito de 66kV, aprovechando los beneficios de la obra en construcción LT 1x66kV Portezuelo-Alcones. Como se indicó, existe espacio para ampliar la barra de 66kV como se aprecia en la siguiente imagen, destacando donde se puede ejecutar la ampliación, y a modo referencial, el perímetro de propiedad de CGE Transmisión. // En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Nueva S/E Pichilemu"</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En virtud de los antecedentes presentados en esta observación, esta Comisión coincide con el diagnóstico indicado por la empresa e incorpora la obra de expansión "Nueva S/E Pichilemu", que tiene alcances similares a la propuesta de esta observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>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. 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>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-22	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-10. Ampliación en SE Itahue	<p>Las demandas reales del año 2024 del transformador T3 66/13,2kV de 6,25MVA en S/E Itahue, son las siguientes (considerando los mismos 4 percentiles utilizados por CNE en el Archivo "Análisis radial ITP 2024"):-P100(MVA):4,5.-P99,9(MVA):4,3.-P99,5(MVA):4,1.-P99,0(MVA):3,9.Es decir, las demandas del año 2024 utilizados por la CNE son menores a los reales registrados.Utilizando las mismas tasas de crecimiento que considera la CNE, se observa claramente la necesidad de aumentar la capacidad de transformación en esta subestación incorporando el proyecto propuesto por CGET, ya que incluso utilizando el percentil 99,5 la carga del transformador superaría el 85% de su capacidad.En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE.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>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Ampliación en S/E Itahue"</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Según los antecedentes presentados en la observación, esta Comisión actualiza el perfil de demanda y, en efecto, observa un problema de suficiencia en la S/E Itahue al periodo de análisis. Por lo anterior, se incluye en ITF una propuesta de expansión que cumple un propósito similar a la del proyecto propuesto por la empresa.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-23	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-11. Ampliación en SE Maule	<p>El año 2024, el transformador N°3 66/13,2 kV de 10,35 MVA de S/E Maule, registró una demanda máxima del orden del 82% de su capacidad, lo que difiere de la carga indicada por CNE en Excel de análisis radial, siendo esta última menor a lo registrado en los medidores. Esta condición implica que esta ampliación cumple con los criterios de Suficiencia y Seguridad de la planificación. Coincidimos en que las obras los proyectos considerados en "Apoyo Maule" permitirán resolver los problemas de suficiencia en la zona analizada, no obstante, debido a la magnitud de las obras involucradas (3 nuevas subestaciones, 2 nuevas líneas y 2 aumentos de capacidad de líneas), es necesario incluir en el ITF el Proyecto "Ampliación en S/E Maule", ya que es de menor plazo de ejecución y permite continuar abasteciendo la demanda del sector, reduciendo los riesgos de sobrepasar las capacidades de las instalaciones existentes.</p> <p>3.- Además, cabe señalar que en marzo 2024 en la S/E Maule se puso en servicio una subestación móvil que tiene un transformador de 30MVA para aliviar los problemas de carga de la LT 2x66kV Maule-Talca. No obstante, el uso de esta subestación móvil sólo representa un apoyo transitorio, por lo que frente al retiro y/o indisponibilidad de los equipos, se volverá a presentar un alto nivel de carga.</p> <p>4. Respecto de la solución de ingeniería, para obtener los mayores beneficios del proyecto "Ampliación en SE Maule", se debe modificar el nivel de tensión del nuevo transformador propuesto a 66/13,2kV en lugar de 66/15kV indicado originalmente.</p> <p>5.- En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE.6. Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción e incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Ampliación en SE Maule"</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Según los antecedentes presentados en la observación, esta Comisión actualiza el perfil de demanda y, en efecto, observa un problema de suficiencia en la S/E Maule en el periodo de análisis. Por lo anterior, se incluye en ITF una propuesta de expansión que cumple un propósito similar a la del proyecto propuesto por la empresa.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<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>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-24	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-14. Nueva SE Sagrada Familia	<p>Los consumos asociados a la localidad de Sagrada Familia, región del Maule, son abastecidos de manera conjunta desde SE Villa Prat 66/13,2kV mediante el alimentador Peteroa con una extensión de 187 km y SE Molina 66/13,2kV mediante el alimentador La Fortuna con una extensión de 88 km. El sistema de 66kV que contempla las subestaciones Villa Prat, Parronal, Licantén y Ranguilí es energizado radialmente a través de la LT 1X66kV Los Maquis-Villa Prat, la que presenta niveles de cargabilidad cercanos al 100%. En esta línea, se ha definido en Plan de Expansión 2016 las obras Nueva Línea 2x220 kV Mataquito-Nueva Nirivilo-Nueva Cauquenes-Dichato-Hualqui, Subestación Nueva Nirivilo 220/66 kV, Nueva Subestación Mataquito 220/66 kV y Nueva Línea 2x220 kV Itahue-Mataquito, las que se encuentran atrasadas respecto a su planificación. Adicionalmente este set de obras atrasados, se debe considerar que para descargar la LT 1x66kV Los Maquis-Villa Prat además es necesaria la puesta en servicio del proyecto "Seccionamiento línea 1X66 kV Hualañé - Parronal en S/E Mataquito", que se incorporó en el Plan de Expansión 2018, pero que a la fecha aún no ha sido licitada por el CEN dado que no se han cumplido los hitos de esta obra condicionada. Esta condición hace relevante el considerar obras complementarias más allá de las "incertezas en su avance constructivo" que se denomina en el ITP. A su vez, subestación Molina tiene una obra de ampliación denominado Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de La Línea 2X66 kV Itahue-Curicó asociadas al Plan 2018, el que se encuentra abandonado por el contratista, habiéndose solicitado al CEN su incorporación en proceso de relicitación. Considerando demandas actualizadas a 2024, se establece que la LT 1X66kV Los Maquis-Villa Prat está operando con una cargabilidad cercana al 100% de su capacidad de transporte, mientras que la unidad T1 de SE Molina operaría con una cargabilidad sobre el 85% al año 2030. Para el año 2031, cuando se estima la puesta en servicio de la Nueva S/E Sagrada Familia, los análisis de reconfiguración a nivel de distribución consideran traspasar carga desde las</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Nueva SE Sagrada Familia"</p>	<p>Se acoge parcialmente esta observación.</p> <p>En virtud de los antecedentes presentados, esta Comisión corrobora la existencia de problemas de suficiencia en la S/E Villa Prat, así como deficiencias en la seguridad y calidad del suministro en los sistemas de transmisión zonal y de distribución en la zona.</p> <p>Sin embargo, a juicio de esta Comisión, los antecedentes presentados no justifican una modificación al alcance de la obra de expansión "Nueva S/E Sagrada Familia", promovida en la etapa de presentación de propuestas del presente proceso de expansión. Esto se debe a que el proceso ya contempla la ampliación de la S/E Itahue, la cual permitirá reforzar el abastecimiento de los consumos asociados a la S/E Molina.</p> <p>En consecuencia, y considerando las problemáticas de abastecimiento proyectadas desde la S/E Itahue hacia la zona costera, esta Comisión incorpora la obra de expansión "Nueva S/E Sagrada Familia", la cual presenta características similares a las propuestas inicialmente por la empresa y en la presente observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>subestaciones Villa Prat, Molina y Curicó, comenzando su operación con una demanda del orden de 37% de su capacidad y dejando a las unidades de transformación de Villa Prat operando en un 39% y al T1 de SE Molina operando aun52%.En consideración de las razones establecidas en ANEXO 1: Proyectos no recomendados, donde se levanta los puntos referentes a si los plazos de ejecución de una obra a través del Plan de Expansión son adecuados para los fines del proyecto y la idoneidad de esta propuesta debido a la complejidad de salir con un nuevo circuito desde la S/E Itahue, se propone una modificación a los alcances presentados en una primera instancia, considerándose una reubicación de SE Sagrada Familia, desplazándola hacia el oriente y generando su energización desde infraestructura de transmisión existente, no requiriéndose por lo tanto modificaciones en SE Itahue para la puesta en servicio del proyecto ni a su vez la construcción de nuevas líneas de transmisión. Por lo anterior,sepropone:Desplazamiento de SE Sagrada Familia hacia la ruta 5 sur, específicamente en la intersección entre la LT 1x154kV Itahue - Tinguiririca y ruta k-16.SeccionamientodelaLT1x154kVItahue-Tinguiririca.Instalación de una unidad de transformación T1 50 MVA 66/13,2kV.6. Esta nueva ubicación permitiría poder energizar los consumos asociados a la localidad de Lontué a esta nueva subestación, sumándose a los beneficios yalevantadosenlainiciativaoriginal.</p> <p>Con lo anterior, se visualiza una condición de carga para el año 2030 de 54% para la nueva SE Sagrada Familia y dejando a las unidades de transformación de Villa Prat operando en un 39% y al T1 de SE Molina operando a un 51% y T2 de SEMolinaconun68%.En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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. 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. El detalle de la observación de la propuesta se encuentra en el Anexo adjunto de CGET "Detalle de observaciones respecto a materias consideradas y no consideradas en el Informe Técnico Preliminar", donde se priorizan las distintas alternativas, se entregan antecedentes adicionales y se justifica debidamente la incorporación del proyecto en el ITF 2024.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-25	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-15. Refuerzo de LT 1x66kV Buenavista- Curicó	<p>Con la puesta en servicio de Nueva S/E Seccionadora Buenavista, el nuevo tramo LT 1x66 kV Buenavista - Curicó abastecerá los consumos de los transformadores N°5, N°4, N° 3A y N° 3B, de 30MVA (CGET), 25 MVA (CEC), 6,25MVA (CEC) y 5,2 MVA (CEC), respectivamente. Analizando los medidores en el periodo enero 2024 a diciembre 2024, se concluye que la demanda agregada máxima alcanzada por los transformadores indicados en el punto anterior es del orden de 25 MVA. El nuevo tramo LT 1x66 kV Buenavista - Curicó, mantendrá las características de tramo LT 1x66 Rauquén - Curicó seccionado, que tiene un conductor Cu 2/0 AWG con capacidad de 27,8 MVA (de acuerdo con infotécnica para condición de límite térmico permanente en verano con sol 25°C) Considerando la ubicación definitiva de la Nueva S/E Buenavista y las redes de distribución en este sector, el transformador AT/MT de esta nueva instalación tomará principalmente carga del transformador N°2 de S/E Curicó, que está ubicado en la sección de barra que se energiza desde S/E Itahue, por lo tanto, la puesta en servicio de la Nueva S/E Buenavista no impactará significativamente la carga del nuevo tramo LT 1x66kV Buenavista-Curicó. Adicionalmente, la capacidad actual de la LT 1x66kV Buenavista-Curicó no entregará apoyo en confiabilidad a los transformadores T1 y T2 de 25MVA y 30MVA respectivamente, de la SE Curicó, en la sección de barra que se energiza desde SE Itahue en caso de falla de la LT 2x66kV Itahue - Molina - Curicó. Con los antecedentes expuestos, se concluye la necesidad de incorporar en el ITF el proyecto "Refuerzo de LT 1x66kV Buenavista-Curicó" propuesto por CGE. Cabe señalar que el CEN también concluyó la necesidad de ejecutar este proyecto.</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto " Refuerzo de LT 1x66kV Buenavista-Curicó".</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En función a los antecedentes presentados en la observación, esta Comisión verifica que podría existir un problema de suficiencia en la LT 1x66 kV Buenavista - Curicó. Sin embargo, debido a que a la fecha no existe certeza respecto de la ubicación exacta de la S/E Buenavista, esta Comisión posterga la incorporación de esta u otra alternativa de solución al posible problema de suficiencia esperado en esta instalación para el próximo proceso de expansión o bien, hasta que se tenga mayor certeza respecto a la ubicación final de la S/E Buenavista.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-26	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-16. Ampliación en SE Parral	<p>Coincidimos en que el sistema de 66kV entre SE Parral y SE Monterrico tiene obras orientadas a mitigar las condiciones de carga de la unidad T1 desde SE Parral, específicamente asociado a Plan de Expansión 2016 las obras Nueva Línea 2x220 kV Mataquito-Nueva Nirivilo-Nueva Cauquenes-Dichato-Hualqui, Subestación Nueva Nirivilo 220/66 kV, Nueva Subestación Mataquito 220/66 kV y Nueva Línea 2x220 kV Itahue-Mataquito, que permitirían desacoplar la energización de SE Paso Hondo, SE Cauquenes y SE La Vega de SE Parral.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, no coincidimos en que se pueda seguir planificando el sistema sin considerar en el análisis de la carga del sistema, sus congestiones y posibles sobrecargas, el estado de avance de los proyectos en curso, sobre todo, considerando que existen casos en el cual su materialización en la práctica no fue posible llevar a cabo. Para este caso en particular, estos proyectos tienen un atraso relevante respecto a las fechas de puesta en servicio que se consideraron el año 2016, e incluso a la fecha ni siquiera cuentan con aprobación ambiental.</p> <p>Además, cabe señalar que en enero del año 2024 en la SE Parral se puso en servicio un transformador 154/66kV de 25MVA por urgencia operacional para aliviar los problemas de carga del transformador AT1 de SE Parral. No obstante, el uso de este transformador sólo representa un apoyo transitorio, por lo que debe estar disponible frente a indisponibilidad de otros equipos.4. En vista de los antecedentes descritos y en miras de aumentar la confiabilidad y suficiencia del sistema de transmisión entre SE Parral y SE Monterrico, en el ITF se debe incorporar el proyecto "Ampliación en S/E Parral".</p>	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Ampliación en SE Parral".	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En virtud de los antecedentes presentados en esta observación, en el en ITF 2024 se incorpora la obra de expansión denominada "Ampliación en S/E Parral (RTR ATAT)", que cumple con características similares a la presente propuesta de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-27	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-17. Ampliación en SE Carampangue	<p>1.- Al año 2023, el transformador T1 66/23kV de 10MVA en S/E Carampangue, registró una demanda máxima del orden del 70% respecto a su capacidad máxima, lo que coincide con la carga indicada por CNE en Excel de análisis radial. De acuerdo a lo anterior, y considerando crecimiento vegetativo, se obtiene que al año 2031 el transformador T1 de 10MVA tendría una carga superior al 90% de su capacidad, por lo que si es necesario incorporar el proyecto de aumento propuesto por CGE, destacando que el proyecto cumple con los criterios reglamentarios y plazos del proceso regular del Plan de Expansión Anual de la Transmisión, lo que podría complicarse si se posterga la solución del diagnóstico desuficiencia detectada e informado.</p> <p>2.- En una revisión referencial, de acuerdo a la distribución espacial de los alimentadores de las Cooperativas presentes en la zona, y a la distancia de aproximadamente 30km entre las SSEE Carampangue y Curanilahue, CGE no visualiza que un nuevo sistema 66kV o una nueva subestación entre ambas instalaciones que pueda descargar en gran parte los equipos transformadores con problemas de suficiencia. A su vez, los centros de carga de las ciudades de Carampangue y Curanilahue se encuentran dentro de un radio de no más de 2km respecto a cada subestación respectivamente. Por lo anterior, se considera que la propuesta planteada es una alternativa eficiente para resolver el diagnóstico de suficiencia indicado y que debe ser evaluado dentro del actual proceso de planeamiento de expansión 2024.</p> <p>3.- En términos de confiabilidad, la SE Carampangue cuenta con 2 equipos de transformación para consumos regulados, ambos siendo de una capacidad insuficiente para los estándares actuales (10 y 5MVA respectivamente). Por este motivo adicional, también resulta pertinente normalizar la instalación agregando un equipo adicional 66/23kV de 30MVA con CBDC para aumentar la seguridad y respaldo de la zona.</p> <p>4.- En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas,</p>	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Ampliación en S/E Carampangue 23kV".	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a las previsiones de demanda y en línea con lo señalado en las respuestas 01-74 y 23-19 del Anexo 1 de Obras No Recomendadas, esta Comisión coincide con el diagnóstico sobre la situación de las S/E Carampangue y Curanilahue, pero no con la solución propuesta.</p> <p>El sistema en 66 kV, desde la S/E Coronel hasta la S/E Cañete, enfrenta previsiones de problemas de suficiencia en las líneas de transmisión y estabilidad de tensión en los puntos de retiro interconectados a este sistema. Sin embargo, la ampliación de las S/E Carampangue y Curanilahue, por sí sola, no soluciona estos problemas. Se requiere una obra de mayor envergadura que permita optimizar la intervención en la zona, incorporando las holguras necesarias para garantizar la suficiencia y seguridad del abastecimiento en todo el horizonte de análisis.</p> <p>Dado que las distintas alternativas, alcances y el diseño de esta solución serán estudiados en el próximo proceso de expansión, considerando información tanto de los sistemas de transmisión como de los sistemas de distribución de la zona, esta Comisión no acoge la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE.5.- 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>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-28	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-19. Ampliación en SE Curanilahue	<p>1.- Al año 2023, el transformador T2 66/23kV de 10MVA en S/E Curanilahue, registró una demanda máxima del orden del 72% respecto a su capacidad máxima, lo que coincide con la carga indicada por CNE en Excel de análisis radial. De acuerdo a lo anterior, y considerando crecimiento vegetativo, se obtiene que al año 2031 el transformador T2 de 10MVA tendría una carga superior al 90% de su capacidad, por lo que si es necesario incorporar el proyecto de aumento propuesto por CGE, destacando que el proyecto cumple con los criterios reglamentarios y plazos del proceso regular del Plan de Expansión Anual de la Transmisión, lo que podría complicarse si se posterga la solución del diagnóstico de suficiencia detectado e informado.</p> <p>2.- En una revisión referencial, de acuerdo a la distribución espacial de los alimentadores de las Cooperativas presentes en la zona, y a la distancia de aproximadamente 30km entre las SSEE Carampangue y Curanilahue, CGE no visualiza que un nuevo sistema 66kV o una nueva subestación entre ambas instalaciones que pueda descargar en gran parte los equipos transformadores con problemas de suficiencia. A su vez, los centros de carga de las ciudades de Carampangue y Curanilahue se encuentran dentro de un radio de no más de 2km respecto a cada subestación respectivamente, Por lo anterior, se considera que la propuesta planteada es una alternativa eficiente para resolver el diagnóstico de suficiencia indicado y que debe ser evaluado dentro del actual proceso de planeación de expansión 2024.</p> <p>3.- En términos de confiabilidad, la SE Curanilahue cuenta con 2 equipos de transformación para consumos regulados, ambos siendo de una capacidad insuficiente para los estándares actuales (5 y 10MVA respectivamente). Por este motivo adicional, también resulta pertinente normalizar la instalación agregando un equipo adicional 66/23kV de 30MVA con CBDC para aumentar la seguridad y respaldo de la zona.</p> <p>4.- En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas,</p>	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Ampliación en S/E Curanilahue".	Ver respuesta a la observación 18-28.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE.5.- 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>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-29	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-20. Ampliación en SE Lautaro	<p>Considerando demandas actualizadas a 2024 se han detectado diferencias entre las demandas reales y las utilizadas por la comisión para efectos de proyección de demanda. No obstante, en ambos escenarios de evaluación se detecta la necesidad de ampliación de la unidad individualizada. SE Lautaro posee una unidad T5 66/23/15/13,2 kV de 30MVA, cuya finalidad ha sido otorgar respaldo a todas las unidades de transformación existentes en la subestación. Por lo anterior, esta no podría ser considerada para efectos de suplir la necesidad de ampliación de la unidad T2, por perder su condición de respaldo bajo la cual ha sido concebida. En consideración de la revisión de Ingeniería efectuada por CGE en la presentación de la obra de Ampliación de SE Lautaro, se ha evaluado positivamente la factibilidad de realizar la modificación planteada, con las consideraciones descritas en Ficha Técnica, pestaña de 3. Valorización. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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>Incorporar en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Ampliación en SE Lautaro"</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a los problemas de suficiencia señalados en la observación, esta Comisión discrepa de dicho diagnóstico. Se ha identificado que en la S/E Lautaro podrían ejecutarse obras menores en media tensión que permitirían descargar la unidad en cuestión. En particular, la demanda actualmente asociada al transformador T2 66/15 kV podría ser transferida, total o parcialmente, al transformador T1 66/15 kV de la misma subestación, mitigando así los problemas de suficiencia.</p> <p>En relación con la unidad T5, incorporada en el DE 293/2018, esta Comisión reconoce que su inclusión respondió originalmente a criterios de seguridad. Sin embargo, esto no constituye un argumento suficiente para no utilizar dicho equipo en caso de que el abastecimiento de la demanda se vea comprometido. Considerando el crecimiento vegetativo del consumo y la capacidad disponible en la subestación, esta Comisión estima que la unidad T5 podría utilizarse para atender la demanda sin necesidad de una nueva obra de expansión.</p> <p>Asimismo, en caso de que en el futuro se requiera utilizar esta unidad de manera permanente para garantizar la suficiencia del sistema, será el propio plan de expansión el encargado de abordar los eventuales problemas de abastecimiento en los distintos niveles de tensión en distribución cuando se evidencie dicha necesidad.</p> <p>Por todo lo anterior, esta Comisión no acoge la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-30	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-21. Ampliación en SE Pillanlelún	<p>En consideración de la revisión de Ingeniería efectuada por CGE en la presentación de la obra de Ampliación de SE Pillanlelún, se ha evaluado positivamente la factibilidad de realizar la modificación planteada, con las consideraciones descritas en Ficha Técnica, pestaña 3. Valorización. A su vez, dada las condiciones actuales de las instalaciones, se ha levantado la necesidad de realizar obras que consideren completar todos los paños AT tanto de los 3 transformadores existentes, como los dos 2 paños de línea, esto a través de la implementación de una nueva barra en 66 kV en configuración barra principal seccionada mas barra de transferencia, incluyendo los paños de transferencia y seccionamiento (BRyBS). En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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>Incorporar en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Ampliación en SE Pillanlelún".</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>A la luz de los antecedentes presentados, esta Comisión coincide con el diagnóstico y reconoce problemas de suficiencia en una de las unidades de la S/E Pillanlelún. Considerando que los alimentadores de 15 kV abastecidos por dicha subestación se extienden geográficamente cerca de la S/E Llaima, esta Comisión ha determinado incorporar una nueva unidad 66/15 kV de 30 MVA en la S/E Llaima. Esta medida permitirá descongestionar la S/E Pillanlelún y habilitar un nuevo punto de conexión para mejorar el abastecimiento en la zona.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-31	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-23. Ampliación en SE Pullinque	<p>Al año 2024, el transformador T5 66/23kV de 5MVA en S/E Pullinque, registró una demanda máxima del orden del 73% respecto a su capacidad máxima, lo que difiere con la carga indicada por CNE en Excel de análisis Radial, siendo esta última menor a los perfiles de demanda históricos directos que posee CGE. De acuerdo a lo anterior, considerando el crecimiento vegetativo, se obtiene que al año 2031 el transformador T5 de 5MVA tendría una carga superior al 95% de su capacidad, por lo que si es necesario incorporar el proyecto de aumento propuesto por CGE, destacando que el proyecto cumpliría los plazos del proceso regular del Plan de Expansión Anual de la Transmisión. Por otro lado, la Nueva SE Calafquén se encuentra en proceso de estudio de franjas, y cualquier atraso en el proceso de adjudicación o construcción significaría superar los límites de capacidad de la instalación existente. Esta incertidumbre podría ser reducida al incorporar en el Plan de Expansión 2024 la ampliación de la subestación que incorpora una nueva unidad de transformación de 15MVA en S/E Pullinque. En términos de confiabilidad, la SE Pullinque sólo cuenta con 1 equipo de transformación para consumos regulados, siendo de una capacidad insuficiente para los estándares actuales. Por este motivo adicional, también resulta pertinente normalizar la instalación agregando un equipo adicional 66/23kV de 15MVA con CBDC para aumentar la seguridad y respaldo de la zona. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Ampliación SE Pullinque".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Esta Comisión actualizó la demanda horaria registrada al año 2023 en la S/E Pullinque, y aunque se observa que la demanda máxima provoca una cargabilidad consistente con lo observado por la empresa CGE, en el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2022 se incluyó la S/E Calafquén 110/23 kV, la cual podría descargar por distribución a la S/E Pullinque, debido a que está diseñada para dar suministro a los alimentadores que abastecen a las ciudades de Lican Ray y Coñaripe.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>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>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-32	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-24. Apoyo Temuco	<p>En consideración con las observaciones planteadas por la CNE en el ITP del Plan 2024 y anexos, entendemos que se comparte el diagnóstico de dar solución a las necesidades de suficiencia de la LT 1x66kV Pumahue-Chivilcan y los transformadores AT/MT de SE Las Encinas. Debido a que la obra no ha sido incorporada dentro del ITP 2024 argumentando que "la empresa promotora no entrega antecedentes, desde el punto de vista social y territorial, que puedan justificar el lugar de emplazamiento de la obra y la factibilidad de su ejecución", se ha solicitado para evaluar su inclusión un estudio y/o análisis que de claridad de los riesgos asociados a la construcción de las nuevas instalaciones de transmisión propuestas. En este sentido, se ha realizado un levantamiento preliminar de los propietarios que podrían verse impactados con la implementación del proyecto Apoyo Temuco, enfocándose en el primer grupo de obras que consideran la construcción de un circuito en 220kV desde SE Temuco hasta una nueva SE denominada Raluncoyán que considera unidades de transformación 220/66kV y 66/15kV. Al respecto, se ha identificado un nuevo trazado para conectar la SE Raluncoyán desde SE Temuco, procurando evitar lo más posible zonas de preservación con el objetivo de tener una afectación mínima respecto de Propietarios particulares, Monumento Natural Cerro Ñielol, Humedal Urbano Vegas de Chivilcán, Estero Pichitemuco y la Comunidad Juan Tripailao, Huete Rucan. Por lo anterior, el nuevo trazado para el circuito de 220kV, que intente minimizar los riesgos de construcción de la obra, sin perder el objetivo por el cual se ha solicitado su incorporación en el ITP 2024, se encuentra en el Anexo adjunto de CGET "Detalle de observaciones respecto a materias consideradas y no consideradas en el Informe Técnico Preliminar", donde se entregan los antecedentes adicionales solicitados para incorporar la obra en el ITP 2024. 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</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Apoyo Temuco".</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En vista de los antecedentes presentados, se reconoce que los problemas de abastecimiento en el sector de Temuco, Labranza y Padre Las Casas podrían requerir más de una alternativa de solución, considerando las propuestas de diversos interesados en la zona.</p> <p>Dado el contexto de las dificultades para desarrollar nuevos proyectos de transmisión en la región, las obras de expansión actualmente en construcción y las instalaciones más críticas desde el punto de vista de la suficiencia, esta Comisión ha decidido incorporar en el presente plan la obra de ampliación en la S/E Padre Las Casas. Esta ampliación permitirá descargar otras instalaciones que presentan problemas de abastecimiento en el sector.</p> <p>Asimismo, se postergará para el próximo proceso de expansión la incorporación de nuevas obras de transmisión que contribuyan al abastecimiento de la zona. Esta decisión permitirá coordinar con las empresas de transmisión que operan en la región y con el Ministerio de Energía, abordando los posibles desafíos socioambientales y asegurando la mejor solución para el sector de Temuco y sus alrededores.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>manera de no dificultar el acceso de los alimentadores de media tensión.</p> <p>En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-33	CGE Transmisión	Anexo 1. Proyectos no recomendados 23-25. Nueva SE Lautaro Sur 220/66kV	<p>En consideración de que la obra no ha sido incorporada dentro del ITP 2024 argumentando que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el informe técnico del plan de expansión, se realiza el análisis de cargabilidad con las demandas máximas registradas en 2024 de las unidades de transformación asociadas a las subestaciones Los Peumos y Temuco. Dentro de las consideraciones del análisis, se puede establecer una operación en paralelo de las unidades de transformación de SE Temuco con cargabilidades de las unidades T1, T2, T7 y T8 entre el 73% y el 88% (dependiendo de su capacidad nominal), mientras que la unidad T3 de SE Los Peumos con una demanda máxima del orden de 73%. Al proyectar su crecimiento, se obtiene que para el año 2030, estas mismas cargabilidades estarían entre el 82% para las unidades actualmente en orden al 73%, y operando a su máxima capacidad las unidades actualmente al 88%. La incorporación de la nueva subestación Lautaro Sur permitirá generar reconfiguraciones en el sistema, donde para efectos de análisis se evalúa la operación del sistema con SE El Peumo energizando los consumos de Curacautín, Victoria, Traiguén y Collipulli, mientras que para la nueva SE Lautaro Sur los consumos asociados a Lautaro, Llaima y Pillanlelbún. Finalmente, SE Temuco quedaría orientada a energizar consumos hacia el sur. Con las modificaciones propuestas, se muestra a continuación los niveles de cargabilidad esperados el año 2031 con la entrada en operación de la SE Lautaro Sur e impacto en las unidades individualizadas con antelación.</p> <p>3. Por lo anterior, en base a las condiciones 2024 de demanda y proyecciones respectivas, se obtiene niveles de cargabilidad en las unidades de transformación en SE Los Peumos y SE Temuco que hace necesario la incorporación de Nueva SE Lautaro Sur con la finalidad de alivianar la condición operativa del sistema en análisis.</p>	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Nueva SE Lautaro Sur 220/66kV".	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En virtud de los antecedentes presentados en esta y otras observaciones, esta Comisión coincide con el diagnóstico e incorpora la obra de expansión denominada "Ampliación en S/E Llaima", que tendría alcances similares a los de la propuesta de esta observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-34	CGE Transmisión	<p>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</p>	<p>En el proceso del Plan de Expansión anual de la Transmisión del año 2023, CGE propuso el proyecto "Aumento de capacidad en SE Monte Patria", que en términos generales consideraba el reemplazo de ambos transformadores de poder y el seccionamiento de la LT 2x66kV Ovalle-Los Molles. El proyecto no fue aceptado por CNE, CGE lo comentó en las observaciones al Informe Técnico Preliminar y finalmente CNE no lo incorporó en el Informe Técnico Final y en el documento "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" señaló lo siguiente "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."No obstante, en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión del año 2024 no incorporó alguna obra que permita abastecer los consumos que son abastecidos desde la S/E Monte Patria, entenderíamos postergando su análisis para el Plan de Expansión 2025, lo que eventualmente podría implicar poner en riesgo el abastecimiento de la demanda o que la necesidad se transformara en urgente, pese a que el problema fue detectado por CGE el año 2023.</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Aumento de capacidad en SE Monte Patria" que propuso CGE en el Plan de Expansión 2023 o algún proyecto alternativo que determine CNE y que permita no poner en riesgo la capacidad de abastecer la demanda de los consumos que son abastecidos desde S/E Monte Patria.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La observación hace referencia a aspectos abordados en un proceso de expansión de la transmisión previo al actual, por lo que no corresponde su consideración en esta instancia.</p> <p>El proceso de planificación de la transmisión sigue un marco regulatorio y metodológico definido, con plazos y etapas específicas para la recepción, evaluación e incorporación de propuestas. En este sentido, el presente proceso de expansión se rige por los antecedentes y requerimientos vigentes dentro de su propio período de análisis.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-35	CGE Transmisión	<p>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</p>	<p>1.- En el proceso del Plan de Expansión anual de la Transmisión del año 2023, CGE propuso el proyecto "Aumento de capacidad en SE Guayacán", que en términos generales consideraba el reemplazo del transformador N°2 por uno de 30MVA para permitir la conexión de cliente Aguas del Valle. El proyecto no fue aceptado por CNE, CGE lo comentó en las observaciones al Informe Técnico Preliminar y finalmente CNE no lo incorporó en el Informe Técnico Final y en el documento "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" señaló lo siguiente "El proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, porque en el proceso de expansión de la transmisión del año 2022, se incorporó la obra "Ampliación en S/E San Juan 66 kV." Frente a esto, se detecta que el proyecto de "Ampliación SE San Juan" , que consiste en el reemplazo de los 2 equipos por unos de 30MVA, no sufre la necesidad de suficiencia presentada en S/E Pan de Azúcar, transformador AT10, por lo que no es un proyecto que subsane está condición a nivel AT/AT y por ende permitir la conexión de la Planta Desaladora para la región de Coquimbo.2. En términos de Transmisión AT/AT, el transformador AT10 de SE Pan de Azúcar sin incorporar la Desaladora Coquimbo superaría el 85% de su capacidad para el año 2030, y si se considera la conexión de este gran cliente, se detecta una eventual sobrecarga en dicho transformador. Por lo anterior CGE proponela construcción de la "Nueva S/E Panul" y la "Nueva LT 1x110kV Pan de Azúcar - Panul" con el objetivo de abastecer los crecimientos explosivos de 24MVA incorporando un transformador AT/MT 110/13,2kV de 50MVA que descargaría los consumos del transformador AT10 de SE Pan de Azúcar y mejoraría la flexibilidad operacional de los alimentadores de la zona, redistribuyendo la carga y acortando el radio de suministro de los alimentadores,El detalle de la propuesta y los antecedentes de la licitación del</p>	<p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 el proyecto "Apoyo a Coquimbo" que propuso CGE en lasreuniones sostenidas el año 2024 durante el proceso del Plan de Expansión 2024 o algúnproyecto alternativoque determine CNE para no poner en riesgo el abastecimiento de la demanda de los consumos que son abastecidos desde S/E Pan de Azúcar y permitir la conexióndeproyecto desaladoraen Coquimbo de Aguas del Valle, el cual se encuentra en proceso de licitación pública.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La observación hace referencia a aspectos abordados en un proceso de expansión de la transmisión previo al actual, por lo que no corresponde su consideración en esta instancia.</p> <p>El proceso de planificación de la transmisión sigue un marco regulatorio y metodológico definido, con plazos y etapas específicas para la recepción, evaluación e incorporación de propuestas. En este sentido, el presente proceso de expansión se rige por los antecedentes y requerimientos vigentes dentro de su propio período de análisis.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y en vista de los antecedentes que esta Comisión recopiló durante la instancia de observaciones del ITP 2024, se incorporó un conjunto de obras de expansión denominados "Apoyo a Coquimbo", que permiten atender las necesidades de la zona.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Ministerio de Obras Públicas, se encuentra en el Anexo adjunto de CGET "Detalle de observaciones respecto a materias no consideradas en el Informe Técnico Preliminar 2024", donde se priorizan las distintas alternativas, se entregan antecedentes adicionales y se justifica debidamente la incorporación del proyecto en el ITF 2024. En el alcance del proyecto se debe indicar que las obras de paños alimentadores incluyan todas las obras civiles e instalaciones que conecten el respectivo alimentador (tales como equipos de poder, canalizaciones, mufas, equipos de control y otros), por cuanto estas obras e instalaciones son necesarias y dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, de acuerdo con la definición de sistemas de transmisión zonal prevista en el artículo 77° de la LGSE. 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. 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 mediatensión.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
18-36	CGE Transmisión	4.1. Obras de Ampliación	<p>La organización del proceso licitatorio de estas obras de ampliación estará a cargo de la empresa propietaria de las instalaciones existentes, de conformidad con las modificaciones introducidas mediante la Ley N° 21.721 a la LGSE. Dicha responsabilidad involucra también asumir el costo en la gestión de todo el proceso de licitación y supervisión de la obra, lo cual debe ser reconocido en los mismos procesos licitatorios. Este costo, que anteriormente estaba incorporado como "valor proforma" en las licitaciones de las obras de ampliación troncal previo a la Ley N° 20.936, representaba un porcentaje sobre el valor de inversión referencial de la obra y quedaba fijado en el mismo decreto del plan de expansión para efectos de su reconocimiento y su remuneración. Sin embargo, en las descripciones del presente informe, no se incorpora tanto el monto de dicho concepto como su el reconocimiento, así como tampoco está contemplado valorizar estos costos en las bases del estudio de valorización 2024-2027. Por lo tanto, se solicitará incorporarlo en el plan de expansión para efectos de su reconocimiento tarifario.</p>	<p>Se solicita incorporar como recargo un valor proforma en todas las obras de ampliación.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien, previo a la publicación de la Ley 20.936, en algunos planes de expansión del sistema de transmisión troncal se utilizó el "valor proforma" para considerar los costos en que incurre la empresa propietaria de la obra que es objeto de ampliación (desde la etapa de licitación del proyecto hasta la correcta ejecución de la obra de ampliación), en los últimos planes de expansión del sistema de transmisión troncal no se consideró ningún valor proforma, puesto que los costos señalados precedentemente se incorporaron en los costos de la "Compañía de Transmisión Troncal" (empresa eficiente) considerada en el Tercer Proceso de Transmisión Troncal (que dio origen al Decreto N° 23T / 2015).</p> <p>Por otro lado, actualmente, el valor proforma no es un concepto que la LGSE incorpore de manera explícita y directa a los costos de inversión de una obra de ampliación, por lo que no existe sustento legal que permita hacer uso de este mecanismo. En efecto, los incisos terceros y cuartos del artículo 99° de la LGSE establecen que:</p> <p><i>“La licitación de la construcción y ejecución de las obras de ampliación contenidas en el decreto señalado en el artículo 92°, y aquellas obras de ampliación necesarias y urgentes que se excluyen del proceso de planificación de la transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° bis, se resolverán según el V.I. ofertado. El propietario de la obra de ampliación será el responsable de pagar al respectivo adjudicatario la referida remuneración, de acuerdo a lo que señalen las bases.</i></p> <p><i>Por su parte, el propietario de la obra de ampliación recibirá como remuneración de dicha obra el V.A.T.T., compuesto por el A.V.I. más el C.O.M.A. correspondiente, y considerando los ajustes por efectos de impuestos a la renta, de conformidad a la metodología que establezca el reglamento. El A.V.I. será determinado considerando el V.I. adjudicado y la tasa de descuento correspondiente utilizada en el estudio de valorización vigente al momento de la adjudicación...”</i></p> <p>Es decir, la LGSE dispone que:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Las licitaciones de las obras de ampliación se adjudiquen al oferente con menor V.I. ofertado. 2. El propietario de la obra de ampliación pague al adjudicatario el V.I. ofertado por éste. 3. El propietario de la obra de ampliación reciba como remuneración un

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
					<p>V.A.T.T. igual al A.V.I. más el C.O.M.A. correspondiente, considerando los ajustes por efectos de impuestos a la renta.</p> <p>4. El A.V.I. señalado en el punto anterior se determine considerando el V.I. adjudicado.</p> <p>En consecuencia, no corresponde incorporar los costos en que incurre la empresa propietaria de la obra que es objeto de ampliación como "valor proforma".</p> <p>En virtud de lo anterior, la instancia en donde se deberán considerar los costos por efecto del proceso de licitación y adjudicación de obras de ampliación que la Ley N° 21.721 de 2024 mandata a los propietarios, es el Proceso de Valorización de los Sistemas de Transmisión y no el Plan de Expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
19-01	ACENOR	Apoyo Zona Calama Apoyo Troncal Centro – Sur Apoyo Zona Concepción - Charrúa	En las secciones 8.1.1, 8.1.2 y 8.1.3 se indica que “A continuación, se describen las obras promovidas y un resumen de los análisis efectuados en el Sistema de transmisión [...]” Al respecto, se observa que el informe se encuentra incompleto, ya que debe tener los todos análisis realizados que permiten llegar a las conclusiones, y no sólo un resumen.	Se solicita: incorporar todos los análisis realizados que permiten llegar a las conclusiones, y no sólo un resumen. Emitir una nueva versión del Informe Técnico Preliminar, que esté completa de acuerdo con la normativa aplicable.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Esta Comisión incluyó en sus anexos todos los resultados utilizados en el desarrollo de cada una de las obras promovidas en el ITP. En particular, aquellos casos tratados como sensibilidades se utilizaron con el objetivo de establecer las tendencias en conjunto con las otras obras de transmisión promovidas en el ITP, así como en condiciones conservadoras de costos de adjudicación sobre las referenciales. Lo anterior, ante distintos escenarios de demanda de acuerdo a la composición descrita en la PELP, siendo redundantes para fines de identificar tendencias aquellas simulaciones de escenarios con iguales niveles de demanda.</p> <p>A partir de dichos análisis, se confeccionaron casos que permiten identificar los beneficios en los 5 escenarios y demuestran que los proyectos cumplen con los criterios para ser incorporados en el presente plan de expansión, de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9 del ITP.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, de igual forma se incluyeron en los anexos del ITP las bases de datos de los escenarios no simulados, y en el presente informe, se incluyen en los anexos las simulaciones en los 5 escenarios para los análisis de sensibilidades, demostrándose que en efecto las tendencias se mantienen respecto de los niveles de demanda, relevando que dichos resultados consideran modificaciones a consecuencia de otras observaciones al ITP.</p>
19-02	ACENOR	8.1.2.5 Beneficios proyectados y sensibilidades 8.1.3.5 Beneficios proyectados y sensibilidades	En las secciones 8.1.2.5 y 8.1.2.5 se indica “A continuación, se presentan sensibilidades y su efecto sobre las evaluaciones económicas para tres escenarios representativos, correspondiente a los escenarios A, B y C, de demanda baja, alta y media, respectivamente.” (el subrayado es nuestro) Al respecto, se observa que el informe se encuentra incompleto, ya que los análisis deben incluir todos los escenarios energéticos vigentes, y no sólo escenarios representativos.	Se solicita: incorporar en los análisis todos los escenarios energéticos, y no sólo una muestra de ellos. Emitir una nueva versión del Informe Técnico Preliminar, que esté completa de acuerdo con la normativa aplicable.	Ver respuesta a la observación 19-01.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
19-03	ACENOR	<p>8.1.2 Apoyo Troncal Centro – Sur</p> <p>8.1.2.5 Beneficios proyectados y sensibilidades</p> <p>b) Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico</p> <p>8.1.2.6 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica</p>	<p>En el literal b) “Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico” (en adelante “Proyecto STATCOM”) el informe presenta seis tablas:1ra) Tabla 8-13: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (I)2da) Tabla 8-15: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (II) Agrega en los casos “con” y “sin” proyecto:Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, con PES Ene-20333ra) Tabla 8-17: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (III) Agrega en los casos “con” y “sin” proyecto:Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, con PES Ene-2033HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos con PES Ene-2035</p> <p>4ta) Tabla 8-19: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (IV) Agrega en los casos “con” y “sin” proyecto:Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, con PES Ene-2033HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, con PES Ene-2035Apoyo Zona Concepción – Charrúa (8.1.3), con PES Ene-2032</p> <p>5ta) Tabla 8-21: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (V)Agrega en los casos “con” y “sin” proyecto:Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, con PES Ene-2033HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, con PES Ene-2038Apoyo Zona Concepción – Charrúa (8.1.3), con PES Ene-2032</p> <p>6ta) Tabla 8-23: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (VI) Agrega en los casos “con” y “sin” proyecto:Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, con PES Ene-2033HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, con PES, Ene-2042Apoyo Zona Concepción – Charrúa (8.1.3), con PES Ene-2032</p> <p>En el numeral 8.1.2.6 “Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica”, la CNE indica que “El proyecto “Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)” fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, con el</p>	<p>Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “3.1.4 Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)”, en atención a que:la CNE no ha demostrado que el proyecto produzca beneficios netos positivos durante el año 2033.la CNE no ha incorporado en el período de evaluación los años 2031 y 2032.El criterio señalado en cuanto a que los proyectos deben demostrar beneficiosnetos positivos desde el inicio de operación 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>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a las diferencias señaladas en la observación, es necesario relevar que las tablas referenciadas se encuentran en capítulos diferentes del informe y, en particular, aquellos casos tratados como sensibilidades, se utilizaron con el objetivo de establecer las tendencias en conjunto con las otras obras de transmisión promovidas en el ITP, así como en condiciones conservadoras de costo de adjudicación por sobre los referenciales. Lo anterior, ante distintos escenarios de demanda de acuerdo a la composición descrita en la PELP, siendo redundantes para fines de identificar tendencias en aquellas simulaciones de escenarios con iguales niveles de demanda.</p> <p>De esta manera, son esperables diferencias respecto de los valores obtenidos en las evaluaciones finales del capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica", toda vez que las sensibilidades corresponden a condiciones más conservadoras respecto de los costos de inversión. También es necesario relevar que todo el detalle de las evaluaciones presentadas se encuentra en los anexos del informe, de donde se pueden obtener directamente los valores contenidos en las tablas del ITP, su detalle anual, y las bases de simulaciones asociadas a cada uno de los casos.</p> <p>Para las evaluaciones del capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica", se utilizan los 5 escenarios que demuestran un beneficio positivo en todos los escenarios, destacando que el beneficio en los primeros años es sensible a cualquier atraso que pueda sufrir el proyecto y que, sin embargo, aún con los valores negativos referidos, se genera un beneficio neto positivo, demostrándose su necesidad en el sistema y no una persistencia de costos superiores al beneficio en todos los siguientes años.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, en evidencia de los riesgos asociados a los primeros años de operación, se redimensiona el proyecto para disminuir el efecto en los costos, de igual forma en el capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica" al que hace referencia el reglamento en el ITF se incluye el detalle anual de las evaluaciones presentadas, relevando que dichos resultados consideran cambios a consecuencia de otras observaciones al ITP, sin afectar el cumplimiento de los criterios para que las obras en cuestión sean incorporadas en el presente de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>propósito de determinar los beneficios que otorga durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.”, y luego presenta la tabla 8-38 que reproducimos a continuación:</p> <p>Luego, la CNE concluye que:“En los resultados expuestos se observa que el proyecto cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión, ya que otorga beneficios netos en los cinco EGPT, en distintas condiciones.Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)” en el presente proceso de expansión.”</p> <p>Respecto de la Tabla 8-38 y las conclusiones de la CNE, hacemos presente que dicha tabla no coincide con ninguna de las tablas que presentan el detalle de beneficios por año. Esto se concluye al comparar los valores de la fila “Beneficios (Base – Proyecto)” de la Tabla 8-38, con los de la fila “Costo Con Perpetuidad” de las tablas que tienen el detalle por año en la sección 8.1.2.5. Por tanto, la CNE está concluyendo sobre la conveniencia de incluir el proyecto en el presente plan, sin presentar el detalle de beneficios por año, para verificar si la decisión conveniente es mantener el Proyecto STATCOM en el presente Plan de Expansión, o eliminarlo y reevaluarlo en un plan de expansión futuro.</p> <p>Al buscar en los anexos del informe, se encuentra la siguiente tabla cuyos Beneficios totales sí coinciden con los de la Tabla 8-38. Proyecto: Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT) (2033) Caso Base:</p> <p>MP24_V1_SS004_E102_9H Caso con Proyecto: MP24_V1_SS004_E103_9H/Al respecto, se observa que sólo a partir del año 2034 del proyecto entrega beneficios netos al sistema, para lo cual puede comenzar a su desarrollo en 2030 (dado que tiene un plazo de desarrollo de 48 meses). Si el proyecto fuera incluido en el presente Plan de Expansión, podría darse que el sistema tenga que pagar por su VATT durante 2033 sin producir ningún beneficio económico neto</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>para el sistema. Más aún, si el proyecto se incluye en el presente plan de expansión, su fecha de entrada en servicio se estima para inicios de 2031, por lo que la CNE no ha mostrado el beneficio neto correspondiente de los años 2031 y 2032. Por lo anteriormente indicado, el proyecto "Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico" debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en un futuro proceso.</p> <p>Complementando lo anterior, se observa que en el primer párrafo de página 167, en la sección "8.1.1.5 Beneficios proyectados y sensibilidades", la CNE afirma que "De las evaluaciones presentadas, se identifica un beneficio operacional relevante de la obra por sí sola." Al respecto, hacemos presente que es en la primera de ellas (Tabla 8-13) donde la CNE afirma haber evaluado el Proyecto STATCOM "sin considerar obras adicionales en el caso base". En esta evaluación, si bien se muestra beneficio neto total positivo en tres escenarios, en dos de ellos se presentan beneficios netos negativos los dos primeros años. Respecto de la Tabla 8-13, hacemos presente que: sólo a partir del año 2035 del proyecto entrega beneficios netos al sistema en la mayoría de los escenarios mostrados. Por tanto, la decisión de incluir la obra en el plan de expansión debe postergarse por eficiencia. Aun cuando el proyecto presentara beneficios netos positivos el año 2033 y 2034, la CNE no ha mostrado que sea conveniente su inclusión en el presente Plan de Expansión, ya que considerando su plazo para construcción de 48 meses, este podría estar en servicio los años 2031 y 2032, período que no ha sido incorporado en la evaluación. La CNE no muestra la evaluación para los escenarios D y E.</p> <p>Finalmente, observamos que las evaluaciones presentadas en la Tabla 8-15, Tabla 8-17, Tabla 8-19, Tabla 8-21, Tabla 8-23, contienen tanto en el caso "sin proyecto" como en el caso "con proyecto" obras que la CNE no ha evaluado por sí solas. Por tanto, las referidas evaluaciones no aportan información para concluir que por sí sola sea pertinente la inclusión del proyecto "Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Polpaico 500 kV (STATCOM AT)", en el presente plan de expansión. Con todo lo anterior, si el proyecto fuera incluido en el presente Plan de Expansión, podría darse que el sistema tenga que pagar por su VATT desde 2031 a 2034 (o incluso 3036 con los escenarios D y E), sin producir beneficio económico neto para el sistema. Por tanto, aun cuando la realización de sensibilidades fuera parte del proceso reglamentado de análisis por Eficiencia operacional, las sensibilidades mostradas no cambian la conclusión de que el proyecto "3.1.4 Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)" debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en un futuro proceso.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
19-04	ACENOR	<p>8.1.2 Apoyo Troncal Centro – Sur</p> <p>8.1.2.5 Beneficios proyectados y sensibilidades</p> <p>c) Sistema de 2x500 kVTiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias</p> <p>8.1.2.6 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica</p>	<p>En el literal c) “Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias” (en adelante “Proyecto Tiquel”) el informe presenta seis tablas:Tabla 8-24: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (I) “sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base”Tabla 8-25: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (II)“...beneficio de considerar dos transformadores 500/220 kV en S/E Tiquel, considerando como base el mismo caso con un transformador.”Tabla 8-26: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (III)“...beneficio de considerar tres transformadores 500/220 kV en S/E Tiquel, considerando como base el mismo caso con dos transformadores.”Tabla 8-28: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (IV) Agrega el siguiente proyecto, tanto en la simulación “con” y “sin” proyecto:Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico, con PES Ene-2033Tabla 8-30: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (V) Agrega el siguiente proyecto, tanto en la simulación “con” y “sin” proyecto:Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico, con PES Ene-2033HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, con PES Ene-2035Tabla 8-32: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (VI) Agrega el siguiente proyecto, tanto en la simulación “con” y “sin” proyecto:Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico, con PES Ene-2033HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, con PES Ene-2035.Apoyo Zona Concepción – Charrúa (8.1.3), con PES Ene-2032</p> <p>En el numeral 8.1.2.6 “Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica”, la CNE indica que “Los proyectos “Nueva S/E Tiquel y Nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu”, “Nueva S/E Tiuquilemu” y “Nueva Línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias” fueron evaluados económicamente de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, con el propósito de determinar los beneficios que otorgan</p>	<p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “3.2.3 Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu” y “3.2.4 Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias”, en atención a que la CNE:no ha demostrado que el proyecto produzca beneficios netos positivos en más del 50% de los cinco escenarios energéticos.no ha demostrado que el proyecto produzca beneficios netos positivos en más del 50% de los cinco escenarios energéticos el primer año de operación.No se está evaluando por sí solo el efecto del proyecto “Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (2033)”, y por ello, no se ha demostrado que se cumple el criterio de recomendación de obras por Eficiencia Operacional.Cabe señalar que el criterio indicado enii) ha sido ratificado por el Panel de Expertos en el análisis de numerosas obras, en los Dictámenes 02-2020, 07-2021 y 39-2023, y la propia CNE lo aplicó en su análisis de la tabla 8-2.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a las diferencias señaladas en la observación, es necesario relevar que las tablas referenciadas se encuentran en capítulos diferentes del informe y, en particular, aquellos casos tratados como sensibilidades, se utilizaron con el objetivo de establecer las tendencias en conjunto con las otras obras de transmisión promovidas en el ITP, así como en condiciones conservadoras de costo de adjudicación por sobre los referenciales. Lo anterior, ante distintos escenarios de demanda de acuerdo a la composición descrita en la PELP, siendo redundantes para fines de identificar tendencias en aquellas simulaciones de escenarios con iguales niveles de demanda.</p> <p>De esta manera, son esperables diferencias respecto de los valores obtenidos en las evaluaciones finales del capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica", toda vez que las sensibilidades corresponden a condiciones más conservadoras respecto de los costos de inversión. También es necesario relevar que todo el detalle de las evaluaciones presentadas se encuentra en los anexos del informe, de donde se pueden obtener directamente los valores contenidos en las tablas del ITP, su detalle anual, y las bases de simulaciones asociadas a cada uno de los casos.</p> <p>Para las evaluaciones del capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica", se utilizan los 5 escenarios que demuestran un beneficio positivo en todos los escenarios. Además, destacamos que los tramos Ancoa – Alto Jahuel y Charrúa/Entre Ríos – Ancoa, referidos en la observación como proyectos adicionales, son en efecto parte de los proyectos promovidos, como se indica en el capítulo de "Modelación y Proyección de Restricciones de Transmisión" del ITP.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, de igual forma en el capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica" al que hace referencia el reglamento en el ITF se incluye el detalle anual de las evaluaciones presentadas, relevando que dichos resultados consideran modificaciones a consecuencia de otras observaciones, sin afectar el cumplimiento de los criterios para que las obras en cuestión sean incorporadas en el presente de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.” , y luego presenta la tabla 8-38 que reproducimos a continuación:/Luego, la CNE concluye que:“En los resultados expuestos se observa que los proyectos cumplen con los criterios para ser incorporados en el presente plan de expansión, ya que otorgan beneficios netos en los cinco EGPT, en distintas condiciones.Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de los proyectos “Nueva S/E Tiquel y Nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu”, “Nueva S/E Tiuquilemu” y “Nueva Línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias” en el presente proceso de expansión.”Respecto de la Tabla 8-39, y las conclusiones de la CNE, hacemos presente que dicha tabla no coincide con ninguna de las tablas que presentan el detalle de beneficios por año. Esto se concluye al comparar los valores de la fila “Beneficios (Base – Proyecto)” de la Tabla 8-39, con los de la fila “Costo Con Perpetuidad” de las tablas que tienen el detalle por año en la sección 8.1.2.5). Por tanto, la CNE está concluyendo sobre la conveniencia de incluir el proyecto en el presente plan, sin presentar el detalle de beneficios por año, para verificar si es conveniente o no postergar la decisión incluirlo en un plan de expansión futuro.Al buscar en los anexos del informe, se encuentra la siguiente tabla cuyos Beneficios totales sí coinciden con los de la Tabla 8-39:Proyecto: Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (2033) Caso Base: MP24_V1_SS004_E103_9HCaso con Proyecto: MP24_V1_SS004_E100_9H (adjunta imagen)</p> <p>/Respecto de esta evaluación, observamos que en el caso “con Proyecto” (MP24_V1_SS004_E100_9H) se incluye un aumento de capacidad en los tramos Ancoa – Alto Jahuel y Charrúa/Entre Ríos – Ancoa, es decir, no se está evaluando por sí solo el efecto del proyecto “Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (2033)”, y por ello, la CNE no ha demostrado que se cumple el criterio de recomendación de obras por Eficiencia Operacional.Por tanto, los proyectos “3.2.3 Nueva S/E Tiquel y nueva</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu” y “3.2.4 Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias” deben ser eliminados del presente plan de expansión y eventualmente reevaluados en un futuro proceso. Complementando lo anterior, se observa en el primer párrafo de la página 173 que se afirma que “De las evaluaciones presentadas, se identifica un beneficio operacional relevante de la obra por sí sola.” Al respecto, hacemos presente que es en la primera de ellas (Tabla 8-24) donde la CNE afirma haber evaluado el Proyecto Tiquel “sin considerar obras adicionales en el caso base”. Al revisar el anexo “Evaluación Económica General_Apoyo Troncal Centro - Sur.xlsx”, se encuentra que en esta evaluación se consideró conjuntamente el Proyecto Tiquel y el Proyecto STATCOM en el caso “con proyecto” (MP24_V1_SS004_E104_9H), y ninguno de ellos en el caso “sin proyecto” (MP24_V1_SS004_E102_9H). Así, la evaluación económica de la Tabla 8-24 tiene dos errores: Existe una inconsistencia entre las obras incluidas en las simulaciones (Proyecto Tiquel y Proyecto STATCOM), versus el VATT contabilizado (sólo Proyecto Tiquel). Sólo se consideran los escenarios A, B y C, faltando los escenarios D y E. Por tanto, la CNE no ha demostrado que por sí solo es conveniente incluir el Proyecto Tiquel en el presente Plan de Expansión.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
19-05	ACENOR	<p>8.1.2 Apoyo Troncal Centro – Sur</p> <p>8.1.2.5 Beneficios proyectados y sensibilidadesd) Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos</p> <p>8.1.2.6 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica</p> <p>8.1.2.6 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica</p>	<p>En el literal b) “Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos” (en adelante “Proyecto HVDC”) el informe presenta tres tablas:</p> <p>1ra) Tabla 8-33: Beneficio anual Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos (I) Indica “sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base”</p> <p>2da) Tabla 8-35: Beneficio anual Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos (II) Indica “considera las siguientes obras en su caso base:” Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, con PES Ene-2033 Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico, con PES Ene-2033</p> <p>3ra) Tabla 8-37: Beneficio anual Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos (III) Indica “considera las siguientes obras en su caso base:” Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, con PES Ene-2033 Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico, con PES Ene-2033 Apoyo Zona Concepción – Charrúa (8.1.3) , con PES Ene-2032</p> <p>En el numeral 8.1.2.6 “Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica”, la CNE indica que “Los proyectos “Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos”, “Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM)” y “Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)” fueron evaluados económicamente de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, con el propósito de determinar los beneficios que otorgan durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.”, y luego presenta la tabla 8-40 que reproducimos a continuación: Luego, la CNE concluye que: “En los resultados expuestos se observa que los proyectos cumplen con los criterios para ser incorporados en el presente plan de expansión, ya que otorgan beneficios netos en los cinco EGPT, en distintas condiciones. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de los proyectos “Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos”, “Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM)” y “Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)” en el presente proceso de expansión.”</p> <p>Respecto de la Tabla 8-40, y las conclusiones de la CNE, hacemos presente que esta no coincide con ninguna de</p>	<p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos”, “3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM)” y “3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)” en atención a que la CNE: no ha demostrado que el proyecto produzca beneficios netos positivos en más del 50% de los cinco escenarios energéticos. no ha demostrado que el proyecto produzca beneficios netos positivos en más del 50% de los cinco escenarios energéticos el primer año de operación.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a las diferencias señaladas en la observación, es necesario relevar que las tablas referenciadas se encuentran en capítulos diferentes del informe y, en particular, aquellos casos tratados como sensibilidades, se utilizaron con el objetivo de establecer las tendencias en conjunto con las otras obras de transmisión promovidas en el ITP, así como en condiciones conservadoras de costo de adjudicación por sobre los referenciales. Lo anterior, ante distintos escenarios de demanda de acuerdo a la composición descrita en la PELP, siendo redundantes para fines de identificar tendencias en aquellas simulaciones de escenarios con iguales niveles de demanda.</p> <p>De esta manera, son esperables diferencias respecto de los valores obtenidos en las evaluaciones finales del capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica", toda vez que las sensibilidades corresponden a condiciones más conservadoras respecto de los costos de inversión. También es necesario relevar que todo el detalle de las evaluaciones presentadas se encuentra en los anexos del informe, de donde se pueden obtener directamente los valores contenidos en las tablas del ITP, su detalle anual, y las bases de simulaciones asociadas a cada uno de los casos.</p> <p>Para las evaluaciones del capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica", se utilizan los 5 escenarios que demuestran un beneficio positivo en todos los escenarios, destacando que el beneficio en los primeros años es sensible a cualquier atraso que pueda sufrir el proyecto y que, aún con los valores negativos referidos, se genera un beneficio neto positivo, demostrándose su necesidad en el sistema y no una persistencia de costos superiores al beneficio en todos los siguientes años.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, de igual forma en el capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica" al que hace referencia el reglamento en el ITF se incluye el detalle anual de las evaluaciones presentadas, relevando que dichos resultados consideran modificaciones a consecuencia de otras observaciones, sin afectar el cumplimiento de los criterios para que las obras en cuestión sean incorporadas en el presente de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>las tablas que presentan el detalle de beneficios por año (esto se concluye al comparar los valores de la fila "Beneficios (Base –Proyecto)" de la Tabla 8-38, con los de la fila "Costo Con Perpetuidad" de las tablas que tienen el detalle por año en la sección 8.1.2.5). Por tanto, la CNE está concluyendo sobre la conveniencia de incluir el proyecto en el presente plan, sin presentar el detalle de beneficios por año, para verificar si la decisión conveniente es mantener el Proyecto HVDC en el presente Plan de Expansión, o eliminarlo y reevaluarlo en un plan de expansión futuro. Al buscar en los anexos del informe, se encuentra la siguiente tabla cuyos Beneficios totales sí coinciden con los de la Tabla 8-40. Proyecto: HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos (2035) Caso Base: MP24_V1_SS004_E98_9H Caso con Proyecto: MP24_V1_SS004_E99_9H/Al respecto, se observa que sólo a partir del año 2036 del proyecto entrega beneficios netos al sistema, para lo cual puede comenzar a su desarrollo en 2029 (dado que tiene un plazo de desarrollo de 84 meses). Por tanto, los proyectos "3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos", "3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM)" y "3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)" deben ser eliminados del presente plan de expansión y eventualmente reevaluados en un futuro proceso. Complementando lo anterior, se observa que en el primer párrafo de página 176 la CNE afirma que "De las evaluaciones presentadas, se identifica un beneficio operacional relevante de la obra por si sola." Al respecto, hacemos presente que es en la primera de ellas (Tabla 8-33) donde la CNE afirma haber evaluado el Proyecto HVDC "sin considerar obras adicionales en el caso base". En esta evaluación, si bien se muestra beneficio neto total positivo en tres escenarios, en dos de ellos (A y C) se presentan beneficios netos negativos los dos primeros años (2035 y 2036).</p> <p>/Respecto de la Tabla 8-33, hacemos presente que: sólo a partir del año 2037 del proyecto entrega beneficios netos al sistema, para lo cual puede comenzar a su desarrollo en procesos de planificación futuros. la CNE</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>no muestra la evaluación para los escenarios D y E. Por tanto, aun cuando la realización de sensibilidades fuera parte del proceso reglamentado de análisis por Eficiencia operacional, las sensibilidades mostradas no cambian la conclusión de que los proyectos “3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos”, “3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM)” y “3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)” deben ser eliminados del presente plan de expansión y eventualmente reevaluados en un futuro proceso.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
19-06	ACENOR	8.1.3 Apoyo Zona Concepción - Charrúa	<p>En el numeral “8.1.3 Apoyo Zona Concepción – Charrúa” promueve tres obras: Nueva S/E Seccionadora La Calle Nueva S/E Seccionadora Cambrales Aumento y tendido segundo circuito 2x220 kV Lagunillas - Hualqui y 2x220 kV Hualqui - La Calle Luego, realiza un análisis de cómo habría llegado a esa solución. Esto implicó comparar 4 alternativas con evaluaciones económicas: Alternativa 1 o “Apoyo Zona Concepción – Charrúa” (Tabla 8-51) Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea. Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle. Nueva S/E La Calle. Nueva S/E Cambrales. Nacionalizar Charrúa – Santa María (Seccionamiento en S/E La Calle) (50 km). Alternativa 2 o “Refuerzo Lagunillas – Charrúa” (Tabla 8-52) Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui. Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea. Nueva S/E Cambrales. Alternativa 3 o “Proyecto Patagual” (Tabla 8-53) Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM). Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual. Nueva S/E Patagual. Nueva S/E Cambrales. Nacionalización Santa María – Charrúa. Nacionalización Lagunillas – Patagual. Alternativa 4 o “Seccionamiento Cambrales” (Tabla 8-54) Aumento y tendido segundo circuito - Lagunillas - Hualqui – Cambrales. Nueva S/E Cambrales.</p>	<p>Considerando las observaciones realizadas, se solicita: realizar nuevamente el análisis de Eficiencia Operacional de las alternativas y obras asociadas a la zona Concepción – Charrúa. Excluir del Plan de Expansión aquellas obras que no cumplen con ser económicamente convenientes para el sistema. Excluir del Plan de Expansión aquellas obras cuya decisión de incorporación convenga ser aplazada para un siguiente plan de expansión.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>No se identifican en las bases de simulación los elementos operativos mencionados en la observación, corroborándose que los resultados expuestos corresponden a los casos descritos en el informe, cumpliéndose los objetivos de cada evaluación.</p> <p>Respecto a la conveniencia de la ejecución de cada obra por separado, se hace presente que las fechas de puesta en servicio consideran los plazos constructivos y la conveniencia de su licitación en conjunto, siendo ineficiente desde el punto de vista de su adjudicación y construcción un proceso de licitación por separado para cada una de estas obras.</p> <p>Por otro lado, al realizar el análisis de los costos operacionales, se constata un desempeño complementario y superior cuando operan en conjunto, concluyéndose que las obras deben ser consideradas dentro de un único proyecto.</p> <p>En los anexos se incluyen los análisis para cada uno de los tramos relevantes del proyecto por separado, relevando que dichos resultados consideran modificaciones a consecuencia de otras observaciones, sin afectar el cumplimiento de los criterios para que las obras en cuestión sean incorporadas en el presente de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Nacionalización Santa María – Charrúa (Seccionamiento Cambrales).</p> <p>Al respecto, tenemos las siguientes observaciones: La evaluación de la alternativa 2 tiene la línea HDVC en el caso “sin proyecto”, pero no la tiene en el caso “con proyecto”. Esto es inconsistente y lleva a una evaluación económica incorrecta.</p> <p>La evaluación de la alternativa 2 tiene el STATCOM de Polpaico en el caso “con proyecto”, pero no lo tiene en el caso “sin proyecto”. Esto es inconsistente y lleva a una evaluación económica incorrecta.</p> <p>La línea HVDC podría no tener que ser incorporada en los casos “con” y “sin” proyecto, si no resulta conveniente su ejecución por sí misma. De resultar económicamente conveniente por sí misma, y por tanto incorporada en los casos “con” y “sin” proyecto, esta debe incorporarse a partir del año en que en no produce beneficio negativo en más de 50% de los escenarios.</p> <p>No se muestra la evaluación para los escenarios D y E.</p> <p>La alternativa 3 presenta beneficio neto negativo en los tres escenarios mostrados.</p> <p>A continuación del análisis anterior, el informe indica que: “De las evaluaciones presentadas, se identifica que la alternativa que genera el mayor beneficio operacional es la alternativa 1 o “Apoyo Zona Concepción – Charrúa”, considerando su valor de inversión estimado, y su efecto a lo largo de todo el horizonte de análisis.”</p> <p>Sin embargo, una vez elegida una de las alternativas, no se realiza un análisis respecto de la conveniencia económica de ejecutar las obras en la secuencia más económica. Por ejemplo, evaluar por sí sola la S/E Cambrales, y si esta resulta económica mente conveniente por sí misma, incorporarla en el caso base con y sin proyecto, y evaluar la fecha de entrada óptima para las otras obras del paquete.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
19-07	ACENOR	8.1.3.5 Beneficios proyectados y sensibilidades	En el ítem c) Apoyo Zona Concepción - Charrúa el informe indica que para Apoyo Zona Concepción – Charrúa (I):“En la siguiente tabla se muestra el beneficio anual de incorporar las obras descritas del proyecto Apoyo Zona Concepción – Charrúa, sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base.”Donde se tiene su respectiva Tabla de evaluación 8-56. No obstante, la Tabla 8-57 presenta el título “Caso base evaluación anual Apoyo Zona Concepción – Charrúa (I)”, la cual contiene dos obras adicionales. Por lo tanto, se aprecia que existe un error en las Tablas 8-57 y Tabla 8-59 respecto a sus títulos.	Se solicita corregir los títulos de las Tablas 8-57 y 8-59.	Se acoge la observación. Se modifican los títulos de acuerdo con lo solicitado.
19-08	ACENOR	8.1.3.5 Beneficios proyectados y sensibilidades	En la evaluación de los proyectos de Apoyo Zona Concepción – Charrúa, la Tabla de evaluación 8-58 “Beneficio anual Apoyo Zona Concepción – Charrúa (II)” contiene la evaluación entre los casos “MP24_V1_SS005_E29_9H” y “MP24_V1_SS005_E28_9H”. Sin embargo, no se encuentra en los datos de entrada proporcionados por la plataforma, la información referente a las configuraciones de las líneas OSE del caso base “MP24_V1_SS005_E29”.	Se solicita incluir toda la información en los datos de entrada sobre los casos evaluados.	Se acoge parcialmente la observación. Se incluyeron en los anexos del ITP las salidas de simulación de la base referida, que contienen la modelación de líneas y barras, entre otros. Sin perjuicio de lo anterior, se adicionan los archivos solicitados en los anexos del ITF.
19-09	ACENOR	8.1.3.5 Beneficios proyectados y sensibilidades	En la sección 8.1.3.5, apartado a) Análisis de alternativas se presenta las evaluaciones para 4 proyectos del área que corresponden a las Tablas 8-51, Tabla 8-52, Tablas 8-53 y Tabla 8-54. Estas evaluaciones tienen algunas diferencias mínimas en algunas celdas si se compara con los valores presentados en los archivos de salida de las evaluaciones económicas, más precisamente “Evaluacion Economica General _Zona Concepción - Charrúa.xlsx”	Se solicita corregir los valores de todas las Tablas del informe, según los cálculos y/o datos presentados en cada uno de los archivos de salida.	Se acoge la observación. Se actualizan las tablas indicadas.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
19-10	ACENOR	8.3.4APOYO MAULE	<p>La evaluación contenida en el punto 8.3.4 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda. De acuerdo con lo descrito en el informe, los proyectos analizados en el punto 8.3.4 se proponen para asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a la ciudad de Talca y sus alrededores, actualmente abastecidas a través de las S/E Itahue y S/E Maule. En relación a la S/E Itahue, la figura a continuación presenta la S/E y sus terrenos colindantes (imagen de Google Earth), la cual muestra disponibilidad de espacio a los alrededores para una posible ampliación. (adjunta imagen)</p> <p>Por otro lado, en relación a la S/E Maule, a continuación se muestra una imagen satelital en la cual también se observa que existe espacio en los alrededores de las instalaciones para una posible ampliación. (adjunta imagen)</p> <p>Dado lo anterior, se debe reevaluar la posibilidad de realizar ampliaciones en las dos SS/EE en estudio en lugar de desarrollar nuevas SS/EE. Cabe señalar que, en este caso, se ampliarían 2 subestaciones, en lugar de desarrollar la Nueva S/E Pelarco con un VI total de 20 millones de dólares. En este contexto, y como se muestra en la siguiente figura (8-90 del informe), se propone la construcción de la Nueva S/E Trueno, la cual tendrá conexiones con las SS/EE Pelarco, Panguilemo, Los Maquis y Talca. (adjunta imagen)</p> <p>En relación a la S/E Panguilemo, la figura a continuación presenta la S/E y sus terrenos colindantes (imagen de Google Earth), la cual muestra disponibilidad de espacio a los alrededores para una posible ampliación. (adjunta imagen)</p> <p>Dado lo anterior, se debería reevaluar la posibilidad de realizar ampliaciones en la S/E Panguilemo en lugar del desarrollo de la Nueva S/E Trueno.</p>	<p>Se solicita indicar con claridad las razones de la imposibilidad de ampliar las SS/EE Maule, Itahue y Panguilermo. En caso de verificar ser posible ampliar las S/E Maule, Itahue y Panguilermo, se solicita reevaluar el conjunto de proyectos "Apoyo Maule", considerando la posibilidad de realizar ampliaciones en las SS/EE Maule e Itahue. En caso de resultar más económica una solución que involucre la ampliación de las S/E Maule, Itahue y Panguilermo, se solicita reemplazar el conjunto de obras de 8.3.4 APOYO MAULE, por la solución más económica. En caso de que la CNE no reemplace el conjunto de obras como indicamos en 3), se solicita indicar cuál es la metodología y análisis que la llevó mantener la solución que no es la más económica considerando que cumple con el abastecimiento de la demanda.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Con respecto al análisis de la propuesta de la observación, es necesario indicar que, si bien existe espacio para ampliar la S/E Itahue, el análisis realizado por esta Comisión, detallado en el mismo ITP, muestra problemas tanto en las unidades de transformación 154/66 kV de la S/E Maule como a lo largo de toda la línea 2x66 kV que se desarrolla entre las SS/EE Itahue y Talca. Si además se considera que la distancia entre estas subestaciones es de más de 40 km, no parece claro que, por ejemplo, la construcción de una nueva línea de transmisión (por no hablar del refuerzo de la línea existente, que tendría incluso mayores dificultades) sea un proyecto más económico o técnicamente favorable que la propuesta de la Comisión.</p> <p>Por otro lado, la S/E Panguilemo, ubicada a aproximadamente 9 km de la S/E Talca, no se encuentra ubicada en un terreno con acceso a las redes de distribución de la ciudad de Talca, y por lo tanto sería complejo el desarrollo de los sistemas de distribución desde esta subestación. Además, esta ampliación seguiría necesitando el refuerzo de los tramos de 66 kV entre las SS/EE Itahue y Talca.</p> <p>En virtud de los argumentos expresados, y tomando en cuenta que esta observación tampoco entrega estudios eléctricos, de factibilidad constructiva y/o valoraciones económicas que permitan comparar la solución propuesta por esta Comisión, se concluye que esta alternativa sería insuficiente para mitigar los problemas de suficiencia y seguridad del abastecimiento del sector en análisis y por lo tanto, no se acoge la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
19-11	ACENOR	8.3.1NUEVA S/E PALCA	<p>La evaluación contenida en el punto 8.3.1 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda. De acuerdo con el informe, la presente obra tiene por objetivo aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer las demandas conectadas en 13,8 kV de la localidad de Cuya, comuna de Camarones. En relación a la obra, el informe señala: "La presente obra de Expansión tiene parte de su fundamento en la carta recibida en agosto de 2024, de parte del alcalde de la comuna de Camarones, el sr. Cristian Javier Zavala Soto, en la cual se exponen las carencias de energía eléctrica de la comuna, en particular, las que afectan a la comunidad de Cuya. Dentro de las más destacables se incluye la falta de equipamiento trifásico para abastecer a la red de distribución de la localidad, lo que impide energizar la planta de tratamiento de aguas por osmosis inversa y limita el alcance de las redes de distribución, lo que resulta en viviendas que no cuentan con suministro eléctrico." (el subrayado es nuestro) En relación a esto, observamos que la CNE no entrega los antecedentes cuantitativos (MW) de la carencia energética mencionada en el informe, lo cual impide evaluar alternativas en relación a la presente obra.</p> <p>Además, el informe no presenta la evaluación de soluciones alternativas a la presente, las cuales puedan suponer un menor costo para el sistema, como lo puede ser suministrar la demanda a través de las SS/EE Arica o Pozo Almonte, considerando que el actual Tap Off Cuya de la zona se conecta a la línea Arica – Pozo Almonte 110 kV. Otra alternativa sería suministrar la demanda directamente desde una S/E cercana a la zona, como lo podría ser la S/E Roncacho, la cual, como se observa en la figura, posee espacio para ampliaciones en caso de ser necesario. S/E Roncacho</p>	<p>Se solicita eliminar la obra "NUEVA S/E PALCA" del presente plan de expansión, considerando que la CNE no ha presentado antecedentes suficientes que justifiquen su inclusión por el criterio de Abastecimiento de la Demanda. En caso de que se presenten los antecedentes necesarios y se justifique la referida problemática abastecimiento de la demanda, se solicita reevaluar la obra "Nueva S/E Palca" considerando la posibilidad de suministrar la demanda desde otros puntos como lo pueden ser las SS/EE Arica, Pozo Almonte o Roncacho, y elegir aquella más económica para el sistema.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En virtud de lo expuesto en la observación, esta Comisión actualiza la justificación de la obra incorporando mayores antecedentes técnicos. No obstante, no acoge la solicitud de eliminarla del Informe Técnico Final, dado los problemas de abastecimiento de demanda, la precariedad de las redes eléctricas de la zona, tanto en transmisión como en distribución, y la calidad del servicio, aspectos que se encuentran detalladamente abordados en la justificación de la obra dentro del presente informe.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
19-12	ACENOR	8.3.5APOYO RENGÓ	<p>La evaluación contenida en la sección 8.3.5 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda. De acuerdo con el informe, los proyectos analizados en el punto 8.3.5 tienen por objetivo asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Rengo. Al respecto, el informe menciona que: "Adicionalmente, se visualiza que en los meses de verano a partir del 2023 la LT 1x66 kV Tap Rengo – Rengo presenta cargabilidades sobre el 100%". (lo subrayado es nuestro) En este contexto, en el informe no se entregan antecedentes cuantitativos sobre la cargabilidad real o proyectada de la línea 1x66 kV Tap Rengo – Rosario para justificar el aumento de capacidad de la línea.</p>	<p>Se solicita eliminar el proyecto "AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV TAP RENGÓ – LA BRAVA – ROSARIO Y 1X66 KV TAP RENGÓ - RENGÓ", debido a que no se presentan los antecedentes que justifiquen la obra. En caso de que la CNE incorpore en el informe los antecedentes que muestren la referida cargabilidad del tramo "LT 1x66 kV Tap Rengo – Rengo presenta cargabilidades", se solicita evaluar económicamente la alternativa de utilizar sistemas de almacenamiento para las horas en que se sobrepase la cargabilidad aceptable, y evaluar la posibilidad de realizar una ampliación de capacidad de transformación en la S/E Rengo.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Con respecto al refuerzo del tramo 1x66 kV Tap Rengo - Rengo, esta Comisión lo incorpora en el ITF debido a que dicha línea de transmisión presenta problemas de suficiencia a lo largo de todo el periodo de análisis. En cuanto al refuerzo de la línea de transmisión 1x66 kV Rosario - Tap Rengo, con el propósito de mejorar la seguridad del suministro eléctrico en la zona y considerando las sinergias constructivas con la propuesta de la S/E La Brava, se ha propuesto la obra "Ampliación de capacidad de la Línea de Transmisión 1x66 kV Tap Rengo – La Brava – Rosario".</p> <p>Adicionalmente, el diseño actual de la S/E Rengo presenta limitaciones de espacio que dificultan tanto su crecimiento como la incorporación de sistemas de almacenamiento o ampliaciones para mitigar los problemas de suficiencia proyectados.</p> <p>En consecuencia, no se acoge la observación. Sin perjuicio de lo anterior, esta información será complementada en el Informe Técnico Final.</p>
19-13	ACENOR	8.3.6APOYO ÑUBLE	<p>La evaluación contenida en el punto 8.3.6 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda. De acuerdo con el informe, los proyectos analizados en el punto 8.3.6 tienen por objetivo asegurar el abastecimiento de demanda suministrada a través de la S/E Chillán, de manera de cumplir con el criterio de suficiencia. Al respecto, el informe presenta la siguiente tabla en el contexto de la justificación de la inclusión de la obra en el plan de expansión: /Como se puede observar, ninguno de las 3 unidades de transformación presentes en la tabla supera el criterio de cargabilidad (85%), por lo tanto, esta información no corresponde a antecedentes que sirvan como justificación para incluir las obras en análisis.</p>	<p>Se solicita reevaluar el proyecto 8.3.6 APOYO ÑUBLE, considerado que no cumple el criterio de Abastecimiento de la Demanda, que gatilla nuevas inversiones.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se modificará el Capítulo 8 del Informe Técnico Final del presente Plan de Expansión de la Transmisión para dar mayores detalles sobre el análisis que derivó en el grupo de propuestas recomendadas por esta Comisión.</p> <p>De todos modos, esta Comisión hace presente que parte de los objetivos del conjunto de obras de expansión denominados "Apoyo Ñuble" es solucionar la pérdida del criterio de suficiencia en el transformador Chillán 66/15 T2, 30 MVA, el cual se presenta en la Figura 8-96, y que no sería posible de resolver con un reemplazo de transformador, toda vez que no es posible seguir ampliando la S/E Chillán por razones geográficas.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
19-14	ACENOR	8.3.6 Apoyo Nuble	<p>La evaluación contenida en el punto 8.3.6 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda, e incluye las siguientes obras: Nueva S/E Río Viejo (VI: USD 23.883.330, plazo 54 meses) Nueva S/E Guangualí y nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo (VI 21.370.923 USD, plazo 54 meses) Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa (VI: USD 12.301.466, plazo 60 meses). Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa, tramo Pueblo Seco – Punto de seccionamiento de línea (VI: USD 1.150.186, plazo 60 meses). La Tabla 8-66 muestra que los problemas de cargabilidad se encuentran en los tramos Pueblo Seco - Tap Chillán 154 kV y Tap Chillán - Chillán 154 kV, y la figura 8-92 muestra problema de cargabilidad en el transformador T2 Chillán 66/15 kV.</p> <p>(adjunta imagen)</p> <p>De acuerdo con la descripción de la S/E Río Viejo, esta se ubicaría a aproximadamente 9 km al norte de la subestación Montenegro. Por tanto, la obra "Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa" involucra un cambio de conductor a través de una distancia del orden de 50 km.</p> <p>Al respecto, se observa que podría ser más económico reemplazar la realización de las 4 obras señaladas en el plan de expansión con un VI del orden de 60 MMUSD, por obras que sólo involucren el refuerzo de los tramos que presentan sobre carga entre Pueblo Seco y Chillán (con una distancia de aproximadamente 17 km) o incluso hasta Monterrico, y aumentar la capacidad de transformación en subestaciones existentes como Chillán y Monterrico.</p>	<p>Se solicita indicar el análisis que llevó a concluir que el conjunto de obras propuestas por un total aproximado de 60 MMUSD, es más eficiente para el sistema eléctrico que un conjunto de proyectos que sólo involucren el refuerzo de los tramos que presentan sobre carga entre Pueblo Seco y Chillán (aprox 17 km) o incluso hasta Monterrico, y aumentar la capacidad de transformación en subestaciones existentes como Chillán y Monterrico. Con lo anterior, se solicita incluir en el plan de expansión el conjunto de obras que sea más eficiente para el sistema.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se modificará el Capítulo 8 del Informe Técnico Final del presente Plan de Expansión de la Transmisión para dar mayores detalles sobre el análisis que derivó en el grupo de propuestas recomendadas por esta Comisión.</p> <p>De todos modos, a juicio de esta Comisión, la propuesta alternativa de esta observación, es decir, el refuerzo de la línea 1x154 kV Pueblo Seco - Chillán, no parece conveniente considerando que en la región existen refuerzos de líneas que operan de manera radial que no han podido ser llevados a cabo (por ejemplo la LT 1x66 Charrúa - Chillán o 1x66 kV Monterrico - Cocharcas), por lo que se estima que un posible refuerzo de la línea de 154 kV se vería enfrentado a similares dificultades constructivas.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
19-15	ACENOR	8.3.7AMPLIACIÓN EN S/E EL EMPALME	<p>La evaluación contenida en el punto 8.3.7 se presenta como parte del criterio Abastecimiento de la Demanda.De acuerdo con el informe, el proyecto "AMPLIACIÓN EN S/E EL EMPALME" tiene por objetivo "aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer de suministro a las demandas que forman parte del sistema de 110 kV entre las SS/EE Melipulli y S/E Parga, el cual entrega suministro a la comuna de Calbuco, Región de Los Lagos".Bajo este contexto, la proyección a 2030 presentada en el informe indicaría que los transformadores 220/110 kV en S/E Melipulli y Parga no pueden operar con criterio de suficiencia. En particular, el transformador Parga 220/110 kV tendría cargabilidad de 88,7% y el de Melipulli 220/110 de 117,82% en la peor condición de operación posible, como se muestra en las tablas 8-68 y 8-69:</p> <p>(adjunta imagen)</p> <p>No obstante, de acuerdo al Anexo "07 Diagnóstico Transformadores ATMT", no se encuentran las proyecciones de cargabilidad del transformador Parga 220/110 kV ni tampoco el transformador Melipulli 220/110 kV que permitan corroborar los antecedentes indicados en el informe.</p>	<p>Se solicita eliminar la obra "AMPLIACIÓN EN S/E EL EMPALME"del presente plan de expansión, considerando que la CNE no ha presentado los antecedentes que justifiquen su inclusión por el criterio de Abastecimiento de la Demanda.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión incluirá en la base de datos <i>Powerfactory DigSilent</i> los escenarios que demuestran la necesidad de ampliar la S/E El Empalme.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
20-01	Colbún	7.3.4 Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión.	Los Escenarios de Generación del Plan de Transmisión (EGPT) definidos por la CNE, establecidos en el artículo 83 del Reglamento de Transmisión (DS 37), NO están adaptados entre la oferta y demanda, lo que provoca que la capacidad instalada y localización de nuevas inversiones en generación definida por la CNE sean socialmente ineficientes, determinando escenarios desequilibrados económicamente para evaluar los proyectos de expansión de transmisión.	<p>Del 7.3.4, se propone definir nuevos EGPT para cada uno de los 5 escenarios evaluados, que logren cumplir criterios mínimos de eficiencia económica, adaptación entre la oferta y demanda, y que evite la generación con centrales diésel, considerando por ejemplo mayor inclusión de sistemas de almacenamiento.</p> <p>Los EGPT deben contener proyectos de generación o almacenamiento que consideren los escenarios PELP, pero que logren racionalidad económica, es decir, que los proyectos logren un equilibrio entre sus costos e ingresos medios.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la planificación energética de largo plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022" emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma y de acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de Planificación y lo establecido en el capítulo 7 del presente Informe Técnico, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido y, a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras.</p> <p>El análisis referido en la observación es parte de la optimización generación-transmisión que se realiza anualmente. De esta manera, la confección de cada uno de los EGPT resulta en una optimización que resulta en una combinación económicamente eficiente considerando costos de desarrollo y la viabilidad de los proyectos a partir de los insumos PELP disponibles en el siguiente enlace "https://energia.gob.cl/pelp/repositorio".</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
20-02	Colbún	7.3.4 Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión.	<p>Se observa que hay una inconsistencia de los EGPT con los resultados de generación de las centrales diésel y su efecto en los costos de operación del sistema. En los siguientes gráficos se presentan los costos de operación anuales y la influencia de los costos por generación diésel y petróleo, junto con el alza de las emisiones de CO2 resultado de la alta presencia del diésel, para el Caso 101 (que incluye el proyecto HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos), escenario B.</p> <p>(Adjunta gráfico en la observación)</p> <p>Por lo tanto, a pesar de una participación baja respecto al total de generación, la generación diésel participa en una gran cantidad de condiciones de operación.</p>	<p>Del 7.3.4, se propone que los EGPT deben ajustarse a las políticas de desarrollo sustentable reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero, bajando el despacho de las centrales diésel.</p>	<p>Ver observación 20-01.</p>
20-03	Colbún	8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur c. HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos	<p>En la evaluación económica del proyecto HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos, se observa en la "Tabla 8-35: Beneficio anual Sistema HVDC lo Aguirre - Entre Ríos (II)", tanto como en la "Tabla 8-37: Beneficio anual Sistema HVDC lo Aguirre - Entre Ríos (III)" que el primer año de evaluación (2035), la evaluación económica da resultados negativos para 2 de 3 de los escenarios evaluados.</p> <p>(Adjunta imagen de tabla de evaluación de beneficios económicos)</p>	<p>Del 8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur, se solicita eliminar del plan de expansión 2024 el proyecto HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, dado que no muestra beneficios antes del año 2036, y posponer su evaluación para próximos planes de expansión.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto de los resultados referidos en la observación, es necesario relevar que aquellos casos tratados como sensibilidades se utilizaron con el objetivo de establecer las tendencias en conjunto con las otras obras de transmisión promovidas en el ITP, así como en condiciones conservadoras de costo de adjudicación por sobre los referenciales. Lo anterior, ante distintos escenarios de demanda de acuerdo a la composición descrita en la PELP, siendo redundantes para fines de identificar tendencias aquellas simulaciones de escenarios con iguales niveles de demanda.</p> <p>Por otro lado, es necesario destacar que el beneficio en los primeros años es sensible a cualquier atraso que pueda sufrir el proyecto y que, aún con los valores negativos referidos, se genera un beneficio neto positivo, demostrándose su necesidad en el sistema y no una persistencia de costos superiores al beneficio en todos los siguientes años.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, en el capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica" al que hace referencia el reglamento en el ITF, se incluye el detalle anual de las evaluaciones presentadas, relevando que dichos resultados consideran modificaciones a consecuencia de otras observaciones, sin afectar el cumplimiento de los criterios para que las obras en cuestión sean incorporadas en el presente de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
20-04	Colbún	7.3.10 Análisis de Operación Futura	<p>Se observa que se utilizaron solo 9 series de las 34 hidrologías para la evaluación de los proyectos. Se indica en el informe que se realizó una evaluación para disminuir la cantidad de series de manera de optimizar el costo computacional de realizar las evaluaciones.</p> <p>Sin embargo, al comparar la energía hidráulica de los diferentes escenarios con el Plan de Expansión Final 2023, (el cual, al igual que ITP2024, se basa en la PELP 2018-2022), se observa una disminución de generación hidro de aproximadamente 5 TWh/año, en todos los escenarios, como se ve en el siguiente gráfico:</p> <p>(Se adjunta gráfico de generación hidráulica por escenario)</p>	<p>En el 7.3.10 al evaluar las hidrologías que se ocuparan para evaluar los proyectos que resultaron en el plan de expansión, realizar las evaluaciones con todas las hidrologías necesarias para lograr una evaluación económica correcta de los escenarios.</p> <p>En especial considerando que en el presente plan hay un proyecto con un VI de 1.577 millones de dólares.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Las series hidrológicas utilizadas en el ITF 2023 y en el presente plan de expansión son las mismas, dado que se utilizó la misma metodología de selección descrita en el capítulo 7.3.10. Las diferencias descritas en la observación corresponden a la actualización de las bases de simulación que se realiza anualmente.</p> <p>A su vez, para los cambios referidos en la observación respecto del ITD 2023, es recomendable comparar aquellos valores de las bases utilizadas en las evaluaciones de las obras del ITF, en particular, aquellas que corrigen las fechas de obras con estudios de franja en curso con la información disponible en ese momento, cuyos valores son similares a los observados en el presente plan, en donde se vuelven a actualizar. De esta forma, es posible atribuir en gran medida dichas diferencias a las actualizaciones de las obras decretadas.</p> <p>También es necesario destacar que dentro de las actualizaciones realizadas en el plan de expansión, se encuentran la demanda, los costos de combustibles, las fechas de obras de expansión decretadas, y correcciones y otros ajustes menores a las bases de simulación.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se incluyen en los anexos del presente informe las evaluaciones considerando las 34 series de simulación disponibles para las obras descritas en el capítulo 8.1.2 y 8.1.3, que demuestran la coherencia en los resultados en las evaluaciones, destacando que estos también consideran modificaciones a consecuencia de otras observaciones del ITP, actualizándose para dichos efectos todos los casos relevantes con 9 series de simulación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
20-05	Colbún	8.1.3 Apoyo Zona Concepción Modelación OSE	<p>Se observan varios errores en la modelación en los archivos OSE, como líneas que no existen y líneas adicionales que no son parte de los proyectos promovidos por el Plan de Expansión Preliminar 2024, ni anteriores; además de líneas que no tienen límites de capacidad y/o que tienen errores en sus límites de capacidad.</p> <p>Esto se observa, por ejemplo, en el análisis del proyecto "Apoyo Zona Concepción", que en el caso donde se evalúa la obra en la modelación OSE no existe la línea 2x220kV Lagunillas - MAPA (línea que actualmente existe), mientras que se agregó, sin ser parte del proyecto, la línea 2x220kV MAPA-Santa María. Estos errores en el Caso Base no existen, lo cual influye en los resultados económicos de la evaluación realizada.</p> <p>Aun más, esto en conjunto con los EGPT evaluados, y que las líneas 2x220kV Charrua - Santa María, 2x220kV Lagunillas - MAPA (en el caso base) y 2x220kV Lagunillas - Shwagger no tienen límite a su capacidad, resulta en una evacuación de generación mucho mayor a la que realmente el proyecto otorgará a la zona.</p> <p>En efecto, como se observa en el gráfico siguiente, las transferencias por la línea 2x220kV MAPA - Santa María llegarían a casi 2000 MW, siendo que esta línea no existe.</p> <p>(Se adjunta gráfico de flujos de potencia)</p>	<p>Para los proyectos evaluados en "8. Evaluación de los Proyectos y Resultados", realizar una correcta modelación tanto para las obras del Proyecto Apoyo Zona Concepción, como las otros proyectos si es necesario, para que sean consistentes entre lo evaluado en el caso base y el caso con proyecto.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a lo descrito en el capítulo 7.3.4 del informe técnico, la distribución del parque de generación, dentro de sus consideraciones, tiene la información provista por la PELP. En base a lo anterior, en caso de no existir antecedentes adicionales, los parques de generación de cada uno de los EGPT se conectan a la barra más cercana del sistema nacional, para cada uno de los casos evaluados.</p> <p>De esta forma, se utilizó la barra MAPA como nodo auxiliar para representar lo anterior, considerando líneas sin límites de transmisión modelados, toda vez que el nodo utilizado no posee modelados elementos adicionales, y que el objetivo era representar el nodo de conexión del sistema nacional más cercano, siendo en este caso S/E Lagunillas.</p> <p>Para su mejor entendimiento, se considera el supuesto anterior directamente a las barras del sistema nacional para cada caso, relevando que dichos resultados consideran modificaciones a consecuencia de otras observaciones, sin afectar el cumplimiento de los criterios para que las obras en cuestión sean incorporadas en el presente de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
20-06	Colbún	8.1.3 Apoyo Zona Concepción - Charrúa 8.1.3.5 Beneficios proyectados y sensibilidades	<p>Se observa que en la evaluación económica de los proyectos evaluados para el "Apoyo Zona Concepción" se incluye la nacionalización de la línea 2x220kV Charrúa - Santa María.</p> <p>Sin embargo, según el Dictamen 24-2024 del Panel de Expertos, del 31 de septiembre 2024, en el inciso 2.4 se menciona lo siguiente: "(...) De usarse el criterio de incluir como costo el que se deriva del cambio de calificación de una instalación, implicaría, por ejemplo, que todos los proyectos que intervengan una instalación dedicada debieran ser evaluados agregando como costo de dichos proyectos la valoración de la instalación que ha pasado a ser parte del segmento nacional o zonal. Lo anterior, representa una distorsión al criterio de evaluación social que debe circunscribir la lógica de la planificación de las inversiones de transmisión, pudiendo llevar a que proyectos necesarios para el sistema no se materialicen debido a consideraciones distributivas incorporadas en el marco del proceso.(...)"</p>	Para los proyectos evaluados en el "8. Evaluación de los Proyectos y Resultados" , no incluir en las evaluaciones económicas la nacionalización de las líneas.	Ver observación 09-02.
20-07	Colbún	8.1.3 Apoyo Zona Concepción Modelación OSE	Se observa que en la modelación del sistema en los archivos OSE no se modela explícitamente la S/E La Calle.	Para la modelación OSE del proyecto 8.1.3. Apoyp Zona Concepción, realizar una correcta modelación y explícita de las obras que se incluyen en el plan de expansión y sus alternativas, de manera de evaluar correctamente y realizar comparaciones que sean consistentes.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Se corrobora que en las bases utilizadas en el capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica" existe el nodo indicado, no identificándose lo señalado en la observación.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, dado que los nombres de las subestaciones pueden variar entre su etapa de evaluación y definición final, se recomienda identificar en las bases aquellos nodos que seccionan las líneas referidas o que sean eléctricamente equivalentes de acuerdo a lo declarado en los anexos de evaluación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
20-08	Colbún	8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur c. HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos	Se observa que no se evaluaron proyectos alternativos al HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos.	Para el 8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur, c. HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos, realizar una evaluación económica comparativa de proyectos alternativos, como por ejemplo un nuevo circuito de 500kV o sistemas de control de flujo, u otros.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>La comparación mencionada fue realizada en las etapas previas a la formulación del proyecto, considerando tanto las restricciones del sistema como los costos y riesgos asociados a cada solución.</p> <p>En particular, respecto a la solución de nuevos circuitos en el sistema de 500 kV existente, cabe destacar que las restricciones de transmisión identificadas por el Coordinador Eléctrico Nacional en el informe Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, referido en el ITP y disponible en el siguiente enlace: "https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/restricciones-en-el-sistema-de-transmision/", se deben a la estabilidad de tensión y no a los límites térmicos de las líneas.</p> <p>En este sentido, se ha identificado que la incorporación de nuevos sistemas AC presenta un peor desempeño sistémico a largo plazo, ya que su capacidad se ve limitada por problemas de estabilidad, lo que genera una creciente dependencia de equipos de compensación y otras soluciones. Del mismo modo, los controles de flujo mediante sistemas de almacenamiento enfrentan un límite operacional debido a estos mismos problemas de estabilidad, por lo que ambas soluciones ofrecen un menor aporte a la transmisión en comparación con un enlace HVDC.</p> <p>Adicionalmente, dada la envergadura del proyecto y en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 87º de la Ley, literal d), y el Reglamento de Planificación, el enlace HVDC permite disponer de holguras suficientes conforme a las proyecciones establecidas en los escenarios de la PELP, proporcionando además una solución efectiva a los problemas de estabilidad identificados.</p>
20-09	Colbún	7.3.4 Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión.	En el ITP se indica que para la formulación de los EGPT utiliza los escenarios de la PELP resultado del Informe de Actualización de Antecedentes 2023, pero no entrega información detallada al respecto. Indica que adaptó los escenarios de generación mediante "el uso del mismo software con el cual el Ministerio de Energía realiza la proyección de la oferta de generación en el IAA 2023 (nota al pie 6 AMEBA: http://www.ameba.clouds/)". Sin embargo, no se	En el 7.3.4 Incluir el análisis realizado a partir de la PELP, de manera de permitir la revisión de estos y su adaptación a la demanda proyectada.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>La información de los modelos de optimización utilizados se encuentra en el repositorio PELP del Ministerio de Energía, disponible en el siguiente enlace: "https://energia.gob.cl/pelp/repositorio".</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se incluyen en los anexos aquellos ajustes realizados sobre las bases disponibles en la PELP, los cuales son reflejados en la bases de simulación publicados en el ITP.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			encuentran los respaldos de archivos que permitan su revisión.		
30-01	Colbún (fuera de plazo)	7.3.3 Plan de obras de Generación y Transmisión	Se observa en el oficio ordinario N°1103/2024 que hay una solicitud de Transelec de modificar el alcance y las características técnicas de la obra “Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel– Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre”, establecida en el Decreto Supremo N°18T de 2020. Con respecto a esta obra Transelec solicita disminuir la capacidad a la ampliación de la línea mencionada, la cual en el decreto se establecía que aumentaría a 3.000 MVA por circuito. Transelec estaría solicitando aumentarla a solo 1.950 MVA por circuito.	Dado que la modificación mencionada puede tener impacto en las obras evaluadas, se propone estudiar una sensibilidad de los proyectos con respecto al plan de obras de transmisión del 7.3.3, evaluando las obras considerando una capacidad de la línea 2x500 Alto Jahuel - Lo Aguirre de 1.950 MVA por circuito.	No se acoge la observación. En consideración a que esta observación fue presentada fuera de plazo, esta Comisión la entiende como no presentada, de acuerdo con lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 111 del Reglamento de Planificación.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
21-01	Transemel	Sección 3.2.3 y 3.2.4. Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu y Nueva LAT 2x220 kV Las Delicias - Tiquel	<p>La CNE propuso las obras de las secciones 3.2.3 y 3.2.4; sin embargo, según un análisis complementario desarrollado por Transemel (el cual se envía adjunto a estas observaciones), se identificó que las obras propuestas tienen un alto costo, y no son la mejor alternativa para conectar la S/E Las Delicias con el sistema de 500 kV (un circuito de la línea 2x500 kV Entre Ríos - Ancoa). Por lo que Transemel propone una mejor opción técnica-económica de la obra (según se detalla en el informe adjunto), la cual, tal como se comentará posteriormente, cumple el mismo objetivo que la obra CNE; pero además presenta beneficios adicionales.</p> <p>Obra Transemel "Nueva Línea 2x220 kV Las Delicias – Buli"; "Un banco de autotransformadores 154/220 kV 300 MVA en la S/E Buli"; "Nuevo patio de 220 kV en S/E Buli"; "2 bancos de autotransformadores 500/220 kV 750 MVA en S/E Buli"; "nuevo patio 500 kV en S/E Buli, seccionamiento un circuito línea 2x500 kV Entre Ríos - Ancoa".</p> <p>Con la obra de la CNE gran parte de la generación conectada en la S/E Las Delicias se evacúa hacia la S/E Tiquel, con lo cual no se cumple con el criterio N-1 en los transformadores de 500/220 kV ubicados en la S/E Tiquel y en la línea 2x220 kV Las Delicias – Tiquel. Con respecto a la obra propuesta por Transemel, se logra una mejor distribución de flujos desde la S/E Las Delicias hacia las S/E Dichato, S/E Nueva Cauquenes y S/E Buli; con los escenarios de generación evaluados (según informe de Flujos de Potencia adjunto) no se presentan sobrecargas en ninguna de las instalaciones de transmisión de la zona de estudio. Adicionalmente, la obra propuesta por Transemel es significativamente más económica (menos del 50% del costo de la obra propuesta por la CNE). Por último, la obra propuesta por Transemel permite una vía de evacuación para los proyectos que se conectan en la S/E Buli. Es importante destacar que en la S/E Buli y S/E Parral existen más 500 MW en proceso de Acceso ABIerto.</p>	<p>Con base en las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra "Seccionadora Nueva S/E Tiuquilemu 500 kV"; "Seccionadora Nueva S/E Tiquel 500/220 kV"; "Nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu" y "2 bancos de autotransformadores 500/220 kV 750 MVA en nueva S/E Tiquel" se reemplace por la obra "Nueva Línea 2x220 kV Las Delicias – Buli"; "Un banco de autotransformadores 154/220 kV 300 MVA en la S/E Buli"; "Nuevo patio de 220 kV en S/E Buli"; "2 bancos de autotransformadores 500/220 kV 750 MVA en S/E Buli"; "nuevo patio 500 kV en S/E Buli, seccionamiento un circuito línea 2x500 kV Entre Ríos - Ancoa" y sean incorporadas en el Informe Técnico Final.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Esta Comisión considera que las obras descritas en la observación y el proyecto promovido en el ITP tienen alcances similares en cuanto a las obras requeridas y, en consecuencia, sus costos. Los principales costos asociados al proyecto corresponden, en efecto, a las nuevas líneas de transmisión, que coinciden en gran parte en ambos proyectos, así como a los bancos de transformación 500/220 kV, el nuevo patio en 500 kV y la ampliación en la S/E Las Delicias.</p> <p>Por otro lado, la alternativa planteada en la observación no permite habilitar los puntos de conexión requeridos según los antecedentes provistos por la PELP y genera condiciones de menor holgura en la zona, ya que restringe la posibilidad de ampliar la capacidad de transmisión en comparación con la alternativa en 500 kV, que aprovecha el sistema 2x500 kV Ancoa - Entre Ríos. Asimismo, limitar la ubicación de las nuevas subestaciones de 500 kV a posiciones específicas restringe los posibles trazados de las nuevas líneas, lo que podría generar condiciones menos favorables al momento de la licitación.</p> <p>Por estas razones, y en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 87º de la Ley, literal d), y el Reglamento de Planificación, se priorizan aquellas alternativas que ofrecen mayor holgura y mejores condiciones para la definición de franjas y la competencia en el proceso de licitación.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, las necesidades referidas a 154 kV en el entorno de la S/E Tiuquilemu serán reanalizadas en los próximos procesos de expansión, considerando este nuevo punto de apoyo a los sistemas, ya sea mediante un patio de 154 kV en dicha subestación o a través de nuevas líneas que refuercen subestaciones aledañas.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
21-02	Transemel	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID Obra 39-04.</p> <p>Cambio de conductor del nuevo tramo de línea 1x220 kV Parinacota - Alto de Ramírez - Córdones</p>	<p>La CNE indica que el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados.</p> <p>Sin embargo, a partir de los análisis técnicos ejecutados por Transemel el año 2024, se determinó que ante la gran cantidad de proyectos solares con intención de conectarse en la S/E Roncacho (sobre 700 MW) y Parinacota, existen problemas de sobrecargas en operación normal. De esta manera, para el caso sin obra propuesta y considerando una falla en la LT Roncacho-Nueva Pozo Almonte, el corredor 1x220 kV Parinacota-Alto Ramírez-Córdones se ve sobrecargado producto de que todo el flujo de generación que se inyecta en S/E Roncacho se va por esta vía. Por otra parte, al considerar el aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Córdones - Parinacota mediante un conductor de alta temperatura, se reducen significativamente las sobrecargas en el corredor antes mencionado en todas las contingencias analizadas permitiendo inyectar más generación desde S/E Roncacho.</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 o redundancias necesarias</p>	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra "Cambio de conductor del nuevo tramo de línea 1x220 kV Parinacota - Alto de Ramírez - Córdones" sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Al respecto, 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 Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>para incorporar los criterios señalados precedentemente (...)"</p> <p>En base a los antecedentes presentados, es necesaria la inclusión de la propuesta "Cambio de conductor del nuevo tramo de línea 1x220 kV Parinacota - Alto de Ramírez - Cóndores" en el Plan de Expansión de la Transmisión 2024, 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 o en construcción.</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, solicitamos incorporar el proyecto de expansión "Cambio de conductor del nuevo tramo de línea 1x220 kV Parinacota - Alto de Ramírez - Cóndores" en el Informe Final del Plan de Expansión 2024</p>		
22-01	Transelec	3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)	En la Tabla 3.1 "Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional" del ITP, se indica que el propietario de Obra "Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)" es Transelec S.A., sin embargo, la S/E Entre Ríos y sus ampliaciones son de propiedad de Transelec Concesiones S.A.	Se solicita rectificar el titular propietario de la obra a Transelec Concesiones S.A.	Se acoge la observación. Se modifica el propietario de acuerdo con lo solicitado.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-02	Transec	3.2.5 Nueva S/E Tiuquilemu	<p>Dentro del alcance de la obra Nueva S/E Tiuquilemu, se solicita contemplar, el uso de los equipos de compensación serie que se encuentran operando en la S/E Ancoa, hacia la línea Ancoa – Entre Río, esto debido a que los equipos de compensación, tanto en operación normal como ante contingencias ayudan a mantener las tensiones de la zona dentro de límites de NTSyCS. Adicionalmente, es necesario que el alcance de la obra considere la modificación del porcentaje de compensación de este equipo, esto a causa de la reducción de la reactancia de la línea, producto del seccionamiento de la S/E Tiuquilemu. El nuevo factor de compensación del equipo CS hacia Ancoa – Tiuquilemu 500 kV C1, no debe superar el 60% de la reactancia de la línea, con la finalidad de mantener los límites de estabilidad del sistema.</p> <p>Junto con lo anterior, se solicita el análisis de sensibilidad de tensión en la zona, con la finalidad de poder determinar si se requiere incorporar equipos de compensación en la S/E Tiuquilemu.</p> <p>Además, es importante hacer notar que hoy en la subestación Ancoa, se está ejecutando un programa de cumplimiento ante la Superintendencia de Medio Ambiente por ruido, conforme al DS N°38 del 2011. Por esta razón Transec, junto con otras empresas propietarias de instalaciones dentro de la subestación, han instalado medidas de mitigación de los niveles de ruido que han contribuido en el cumplimiento del referido decreto. Asimismo, dadas las complejas características socioambientales del área de influencia de la subestación Ancoa, debido a la afectación directa de la comunidad vecina a Dentro del alcance de la obra Nueva S/E Tiuquilemu, se solicita contemplar, el uso de los equipos de compensación serie que se encuentran operando en la S/E Ancoa, hacia la línea Ancoa – Entre Río, esto debido a que los equipos de compensación, tanto en operación normal como ante contingencias ayudan a mantener las tensiones de la zona dentro de límites de NTSyCS. Adicionalmente, es necesario que el alcance de la obra considere la modificación del</p>	<p>Se solicita considerar dentro del alcance de la obra la utilización y adecuación del equipo de compensación serie de la S/E Ancoa, hacia la línea Ancoa – Entre Ríos 500 kV C1, teniendo en cuenta que el factor de compensación debe ser menor al 60% de la reactancia de la línea, con la finalidad de que se resguarde la coordinación y estabilidad de la zona de influencia. Por otro lado, se solicita contemplar un análisis de sensibilidad de tensión en la S/E Tiuquilemu, con la finalidad de determinar si se requiere incorporar compensaciones en esta subestación. Asimismo, se solicita se contemplen las medidas de mitigación de ruido en caso de modificarse la compensación serie en Ancoa.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En los estudios realizados por esta Comisión, no se identificaron problemáticas en los parámetros operacionales del sistema cuando se considera el bypass habilitado de la compensación serie en estudio. En consecuencia, no se acoge la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>porcentaje de compensación de este equipo, esto a causa de la reducción de la reactancia de la línea, producto del seccionamiento de la S/E Tiuquilemu. El nuevo factor de compensación del equipo CS hacia Ancoa – Tiuquilemu 500 kV C1, no debe superar el 60% de la reactancia de la línea, con la finalidad de mantener los límites de estabilidad del sistema.</p> <p>Junto con lo anterior, se solicita el análisis de sensibilidad de tensión en la zona, con la finalidad de poder determinar si se requiere incorporar equipos de compensación en la S/E Tiuquilemu.</p> <p>Además, es importante hacer notar que hoy en la subestación Ancoa, se está ejecutando un programa de cumplimiento ante la Superintendencia de Medio Ambiente por ruido, conforme al DS N°38 del 2011. Por esta razón Transelec, junto con otras empresas propietarias de instalaciones dentro de la subestación, han instalado medidas de mitigación de los niveles de ruido que han contribuido en el cumplimiento del referido decreto. Asimismo, dadas las complejas características socioambientales del área de influencia de la subestación Ancoa, debido a la afectación directa de la comunidad vecina a las instalaciones eléctricas, es que se solicita que el alcance de las obras, y consecuentemente el Valor de Inversión (VI) de éstas, considere todas las medidas de mitigación de ruido necesarias para el cumplimiento de la normativa vigente y que aporte cero ruido a la S/E Ancoa.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-03	Transelec	3.2.2 Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos	<p>Respecto a los plazos constructivos de la mencionada obra, Transelec estima que los 84 meses indicados en el ITP son insuficientes. Se solicita aumentar de 84 meses a 110 meses el plazo indicado para el proyecto “Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos”, por las siguientes consideraciones de carácter socioambiental: Considerando potenciales trazados entre las SSEE Lo Aguirre y Entre Ríos, se verifica que este podría emplazarse en áreas con presencia de bosque nativo de preservación (naranjillos y guayacanes), lo que implica la preparación y obtención de una o más Declaraciones de Interés de Nacional (“DIN”), permiso clasificado como “Clase 3” según el estudio “Análisis de los Permisos Sectoriales Prioritarios para la Inversión en Chile”, elaborado por la Comisión Nacional de Evaluación y Productividad (“CNEP”) de 2024. Este permiso puede demorar 17 meses de tramitación y corresponde a aquellos con mayor tasa de rechazo. Por otro lado, la corta o afectación de estos bosques de acuerdo con la Ley N°19.300 y su reglamento, genera la obligatoriedad de presentar un Estudio de Impacto Ambiental (“EIA”). Si se toman en consideración proyectos de similares características técnicas como “HVDC Kimal-Lo Aguirre”, u otros de similar complejidad interregional como “Itahue Hualqui” y “Casablanca – Melipilla”, se tienen a lo menos 3 años de tramitación ambiental, sin contar la preparación del EIA, campañas estacionales y procesos de sociabilización temprana, lo que podría implicar mínimo 5 años desde el inicio hasta la aprobación de la Resolución de Calificación Ambiental (“RCA”). Además, al ubicarse en una zona con mayor densidad poblacional las probabilidades de reclamaciones administrativas y posteriores instancias judiciales aumentan, así como también las fiscalizaciones por parte de la autoridad que pueden imponer exigencias que impliquen tomar medidas que retrasen la construcción del proyecto. [Ej, Casa Blanca – Melipilla], Cabe recordar que el trazado del proyecto se encuentra cercano a comunidades en cuatro regiones (regiones Metropolitana, O’Higgins, Maule y Ñuble). Asimismo, para el caso del EIA, la tramitación de permisos</p>	<p>Se solicita aumentar el plazo constructivo de la obra “Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos” a 110 meses.</p>	<p>Se acoge la observación. Se modifica el plazo de acuerdo con lo solicitado.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>sectoriales posteriores a la RCA tiene un plazo estimado de 15 meses, los que son un requisito esencial para el inicio de la construcción. Entre estos permisos, destaca aquel relacionado al bosque de preservación, el cual implica la búsqueda de terrenos de reforestación, tramitación de la resolución fundada, elaboración y tramitación de los planes de manejo de preservación. En consecuencia, considerando los 75 meses anteriormente descritos para tramitación ambiental, se propone aumentar el plazo de acuerdo con lo indicado en los puntos anteriores, de manera de no afectar en términos de plazos las etapas de estudios preliminares y conceptualización, diseño de ingeniería básica, ingeniería definitiva, procesos de licitación y contratación, construcción, pruebas y puesta en servicio, entre otras.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-04	Transelec	3.2.2 Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos	<p>Se solicita considerar la alternativa de construir el proyecto alrededor de la S/E Alto Jahuel o en su defecto una subestación seccionadora en la zona del Rodeo, seccionando la LT 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre, en vista de los siguientes antecedentes: Dificultad para la llegada a la subestación Lo Aguirre desde el sur del SEN en la zona de la Región Metropolitana, debido a los desarrollos inmobiliarios existentes y proyectados alrededor de la zona, presencia de especies protegidas (guayacán, por nombrar una de ellas) e instalaciones de la antigua Mina Pudahuel en fase de Decomisionamiento. Al realizar simulaciones con las bases de datos del OSE2000 de la Comisión Nacional de Energía (“CNE”), se puede comprobar que el proyecto Alto Jahuel – Entre Ríos presentaría mayores beneficios económicos debido a una mejor distribución de los flujos respecto a la solución en Lo Aguirre. Se adjunta resultados de esta evaluación económica en el Anexo A. Existen pocos terrenos disponibles en los alrededores inmediatos de la S/E Lo Aguirre que puedan ser considerados aptos para una nueva subestación. Particularmente, una parte importante de los terrenos disponibles son de propiedad de compañías inmobiliarias que los destinarán para el desarrollo de viviendas. En el caso de Alto Jahuel, aún existen paños agrícolas cercanos y alejados de población, por lo que la factibilidad sería mayor que en el caso de S/E Lo Aguirre. Se adjunta en el Anexo B, al final de este documento de observaciones, el mapa con los propietarios y detalle de especies protegidas identificadas en la zona.</p>	<p>Se solicita cambiar el alcance de la obra para que su llegada sea a la S/E Alto Jahuel en 500 kV en lugar de Lo Aguirre.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Las evaluaciones realizadas por esta Comisión identifican un desempeño operacional inferior de conectar el enlace HVDC en la S/E Alto Jahuel respecto de la alternativa en S/E Lo Aguirre, producto de las restricciones entre ambas subestaciones (3000 MW), no pudiéndose constatar una mejor redistribución de los flujos y evidenciándose como mejor alternativa a la S/E Lo Aguirre.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-05	Transelec	3.2.2 Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos	Se solicita especificar que la tecnología de este nuevo enlace HVDC sea VSC, ya que un enlace con tecnología LCC requeriría compensación de nivel de cortocircuito (ESCR menor 2,0), tanto en la S/E Lo Aguirre como en la S/E Alto Jahuel, y el costo de la compensación con condensadores sincrónicos elevaría significativamente los costos del proyecto (alrededor de 300 MUSD, en base a los valores registrados en la última licitación de dichos equipos, desarrolladas por el CEN durante 2023 y 2024). La tecnología VSC no requiere un nivel de cortocircuito mínimo para operar, entregando otros beneficios tales como la posibilidad de configurar esquemas multiterminal y operar en configuración gridforming de ser necesario. Además, se solicita modificar el requerimiento de tensión mínima de +/- 600 kVdc a +/-500 kVdc, ya que la longitud menor (500 km) de este enlace HVDC no produce suficientes pérdidas como para justificar una tensión mínima de +/-600kVdc. Cabe señalar, que de acuerdo a la información recopilada por Transelec, el VI de un enlace HVDC-VSC de +/-500kVdc de 3.000 MW es menor a un enlace HVDC-LCC de +/-600kVdc de 3.000 MW con compensación sincrónica para mantener el nivel de cortocircuito dentro de los rangos establecidos por la NTSyCS.	Se solicita cambiar el alcance del proyecto HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos para que considere tecnología VSC y un enlace de al menos 500 kV.	Ver respuesta a la observación 02-01.
22-06	Transelec	3.1.4 Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	En el ITP, sección 3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra del nuevo equipo STATCOM en S/E Polpaico, se indica erróneamente que la S/E Polpaico tiene una configuración de interruptor y medio. Al respecto, se solicita rectificar esta información, ya que la S/E Polpaico tiene configuración de Barra principal seccionada más barra de transferencia.	Se solicita corregir el primer párrafo de la sección 3.1.4.1, en el sentido de modificar la configuración de barra indicada para la S/E Polpaico, que corresponde a una Barra principal seccionadora más barra de transferencia.	Se acoge la observación. Se modifica la descripción de acuerdo con lo solicitado.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-07	Transec	3.1.7 Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea.3.1.8 Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle	Respecto de las obras “Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea” y “Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle” hacemos hincapié en la importancia de establecer la entrada en operación por etapas, considerando los beneficios que se generan con una entrada en operación de cada grupo de obras y la factibilidad constructiva de cada una de estas. Para el caso del proyecto “Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle”, sugerimos una primera etapa asociada a la entrada en operación de la obra “Tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle”, la cual consiste en instalar un segundo circuito de capacidad de 700 MVA a 35°C con sol, para posteriormente dar cabida al aumento de capacidad en la LT Lagunillas – Hualqui – La Calle, mediante cambio de conductor que se requiere. Finalmente, proponemos reconocer una segunda etapa asociada al “Aumento de capacidad del circuito existente Lagunillas – Hualqui – La Calle” la cual permite aumentar la capacidad de transmisión del circuito existente a 700 MVA. Respecto de la primera etapa se considerará un plazo razonable de 54 meses para la entrada en operación mientras que, para la segunda etapa, un plazo de 78 meses. Asimismo, para el proyecto “Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea”, se requiere aumentar el plazo de construcción de 78 meses. Para el caso en el que, la solicitud previa no sea considerada por la CNE, se solicita separar el proyecto “Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle”, en los siguientes proyectos, con los plazos constructivos que se señalan a continuación: “Tendido segundo circuito Lagunillas – Hualqui – La Calle”, consistente en el tendido del segundo circuito entre las subestaciones Lagunillas – Hualqui – La Calle, de capacidad de 700 MVA a 35°C con sol y con un plazo de entrada en operación de 54 meses a contar de la publicación de su decreto de adjudicación. “Aumento de capacidad circuito existente	Se solicita definir el proyecto “Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle” en dos etapas, considerando 54 meses de plazo para la entrada en operación del proyecto “Tendido segundo circuito Lagunillas – Hualqui – La Calle” y un plazo de 78 meses para la entrada en operación del proyecto “Aumento de capacidad circuito existente Lagunillas – Hualqui – La Calle”. Alternativamente, se solicita definir los siguientes proyectos por separado: “Tendido segundo circuito Lagunillas – Hualqui – La Calle”, consistente en el tendido del segundo circuito entre las subestaciones Lagunillas – Hualqui – La Calle, de capacidad de 700 MVA a 35°C con sol y con un plazo de entrada en operación de 54 meses a contar de la publicación de su decreto de adjudicación. Aumento de capacidad circuito existente Lagunillas – Hualqui – La Calle”, consistente en el aumento de capacidad del circuito existente en 700 MVA a 35°C con sol, y con un plazo de entrada en operación de 78 meses a contar de la publicación de su decreto de adjudicación. Asimismo, para el proyecto “Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea”, se requiere aumentar el plazo de construcción de 78 meses.	Se acoge la observación. Se modifica el plazo de acuerdo con lo solicitado, así como la división de los proyectos en etapas en función de la infraestructura existente en el sistema.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Lagunillas – Hualqui – La Calle”, consistente en el aumento de capacidad del circuito existente Lagunillas – Hualqui – La Calle en 700 MVA a 35°C con sol. Asimismo, para el proyecto “Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea”, se requiere aumentar el plazo de construcción de 78 meses.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-08	Transelec	<p>3.1.7 Aumento de capacidad de la línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea</p> <p>3.1.8 Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle</p>	<p>En la descripción del proyecto aludido no queda claro cuáles serán los puntos de conexión asociados al tendido del segundo circuito en 220 kV Lagunillas – Hualqui – La Calle, en las subestaciones Lagunillas y Hualqui, debido a que no existe mención alguna a las posiciones disponibles en ambas subestaciones donde se requiere conectar el circuito en cuestión. En relación con lo anterior, el Decreto N°200-2024 incluye las obras “Ampliación en S/E Lagunillas” y “Ampliación en S/E Hualqui”, las cuales consisten en ampliaciones de barra e instalaciones comunes en las subestaciones Lagunillas y Hualqui en dos diagonales, con el motivo de permitir la conexión de proyectos futuros y estableciéndose, además, que una posición de la S/E Lagunillas y dos posiciones en la S/E Hualqui estarán destinadas para la conexión de nuevos proyectos propios de procesos de expansión de la transmisión futuros. Al respecto, resulta necesario complementar la descripción de la obra “Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle”, indicando si las posiciones disponibles y reservadas para futuras obras de expansión serán utilizadas para la conexión del segundo circuito de la obra señalada, o si se requerirán obras de ampliación adicionales para permitir su debida conexión.</p>	<p>Se solicita incorporar a la descripción del proyecto “Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de la línea Lagunillas – Hualqui – La Calle” la información necesaria respecto de los puntos de conexión del segundo circuito en 220 kV Lagunillas – Hualqui – La Calle, en las subestaciones Lagunillas y Hualqui, ya sea utilizando las posiciones disponibles asociadas a las obras de expansión “Ampliación en S/E Lagunillas” y “Ampliación en S/E Hualqui” o incorporando las debidas obras de ampliación en ambas subestaciones para permitir la conexión del circuito aludido.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Las obras referidas consideran la utilización de las posiciones reservadas para las obras de expansión de la transmisión en el Decreto Exento N° 200 de 2022.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-09	Transec	8.3.5 Apoyo Rengo	<p>En relación con las obras promovidas por la CNE que se encuentran agrupadas en el proyecto “Apoyo Rengo”, las cuales consisten en una nueva subestación “La Brava” y un aumento de capacidad en las líneas 1x66 kV Rosario – La Brava – Tap Rengo – Rengo, advertimos que, en torno al radio definido por la CNE para la ubicación de la nueva S/E La Brava, se encuentra la subestación Indac, de propiedad de CAP Rengo, la cual se conecta al Sistema Eléctrico Nacional a través de la línea 1x154 kV Tap Tilcoco – Indac. Actualmente la subestación Indac se encuentra en desuso debido al cese de operaciones de la planta de CAP Rengo, no obstante, con la finalidad de dar un uso eficiente a las instalaciones de transmisión existentes, se propone realizar el proyecto “Ampliación en S/E Indac” en reemplazo de las obras propuestas por la CNE, la cual consiste en la ampliación de barras del patio de 154 kV y la incorporación de un nuevo transformador 154/66 kV de 75 MVA, un nuevo patio en 66 kV y un nuevo transformador 66/13,8 kV, junto con el seccionamiento de la línea 1x66 kV Rosario – Tap Rengo en el nuevo patio de 66 kV de la S/E Indac. Actualmente la subestación Indac se encuentra en desuso debido al cese de operaciones de la planta de CAP Rengo, no obstante, con la finalidad de dar un uso eficiente a las instalaciones de transmisión existentes, se propone realizar el proyecto “Ampliación en S/E Indac” en reemplazo de las obras propuestas por la CNE, la cual consiste en la ampliación de barras del patio de 154 kV y la incorporación de un nuevo transformador 154/66 kV de 75 MVA, un nuevo patio en 66 kV y un nuevo transformador 66/13,8 kV. Desde un punto de vista sistémico, la propuesta de Transec implica mayores beneficios que la de la CNE, por las siguientes razones: En condición N, el proyecto propuesto por Transec disminuye la cargabilidad de la línea 1x66 kV Rosario – Tap Rengo a un 70% aproximadamente, considerando que el interruptor B2 de Rosario se encuentra cerrado, sin que se observe la necesidad de un aumento de capacidad en las líneas de 66 kV. Al considerar solo la S/E La Brava bajo los términos planteados por la Comisión, se requiere dicho</p>	<p>Se solicita eliminar las obras “Nueva S/E La Brava” y “Aumento de capacidad Rosario – La Brava – Tap Rengo y Tap Rengo – Rengo” e incluir el proyecto “Ampliación en S/E Indac”, consistente en la ampliación de barras del patio de 154 kV y la incorporación de un nuevo transformador 154/66 kV de 75 MVA, un nuevo patio en 66 kV y un nuevo transformador 66/13,8 kV, junto con el seccionamiento de la línea 1x66 kV Rosario – Tap Rengo en el nuevo patio de 66 kV de la S/E Indac.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien la propuesta de Transec presenta la ventaja de contar con el terreno en la S/E Indac, su implementación requeriría la normalización de S/E Tap Off Tilcoco y S/E Tap Malloa Nueva en 154 kV, además del seccionamiento de la línea Tap Off Tilcoco - Tap Malloa Nueva 154 kV en la S/E Indac. Asimismo, implicaría la incorporación de un transformador 154/66 kV, un nuevo transformador 66/15 kV, un patio en 66 kV, un patio en 15 kV y el seccionamiento de la línea Rosario - Tap Rengo en 66 kV, con requerimientos similares a los del proyecto La Brava.</p> <p>Adicionalmente, cabe precisar que la reutilización de instalaciones de transmisión dedicadas debe considerarse un costo para el sistema y no necesariamente implica una solución más económica que la propuesta de esta Comisión.</p> <p>En función de estos antecedentes, esta Comisión concluye que la incorporación de la S/E La Brava representa una mejor alternativa en términos de suficiencia y seguridad del sistema, además de garantizar un acceso adecuado a las redes de distribución del sector. En contraste, la ampliación de la S/E Indac solo contribuiría a la suficiencia y en menor medida que la S/E La Brava.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>aumento de capacidad.En condiciones N-1 frente a la salida intempestiva del transformador 220/66 kV en la S/E Totihue, no se observan sobrecargas al considerar los interruptores Rancagua B4 y Pelequén B1 cerrados y el interruptor Rosario B1 abierto. Al considerar solo la S/E La Brava en los términos expuestos por la CNE, en cualquier condición operacional se observan sobrecargas en las líneas de 66 kV en la zona, siendo necesario un aumento de capacidad de dichas instalaciones.Desde el punto de vista constructivo, la propuesta de Transelec planteada en los párrafos anteriores conlleva, a su vez, los siguientes beneficios:Se reduciría el costo de adquisición del terreno, debido a que, de acuerdo con el radio establecido por la CNE, la nueva S/E La Brava se emplazaría en terrenos urbanos y agrícolas (es precisamente la propuesta de esta nueva subestación en zona urbana y agrícola lo que dificulta la adquisición de un terreno para la construcción de la nueva subestación). Si bien también se requiere comprar terreno para la ampliación de la S/E Indac, como este es de propiedad de CAP, cuya planta industrial se encuentra en desuso, se debiese disminuir sustancialmente su costo y, por consiguiente, el riesgo de una adquisición con un sobre costo relevante para el sistema eléctrico. No se requeriría en el corto plazo el aumento de capacidad de las líneas de 66 kV, reduciéndose así el riesgo de que queden abandonadas o que haya problemas contractuales entre mandante y ejecista, como ha ocurrido en obras de ampliación similares. A su vez, la obra propuesta por Transelec entrega las redundancias suficientes para realizar el aumento de capacidad promovido por la CNE a futuro, sin poner en riesgo el abastecimiento de la zona en la ciudad de Rengo y alrededores.Se disminuye sustancialmente el riesgo de retrasos del proyecto producto de desconexiones de la línea, dado que solo se requiere desconectar el tramo Rosario – Tap Rengo para la energización del patio en 66 kV de la S/E Indac. En conclusión, se solicita eliminar las obras “Nueva S/E La Brava” y “Aumento de capacidad Rosario – La Brava – Tap Rengo y Tap Rengo – Rengo” e incluir el proyecto</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>“Ampliación en S/E Indac” considerando el alcance propuesto en los párrafos anteriores.</p>		
22-10	Transec	8.3.4 Apoyo Maule	<p>En relación con las obras promovidas por la CNE que se encuentran agrupadas en el proyecto “Apoyo Maule”, si bien estas solucionan los problemas de sobrecargas en los transformadores 154/66 kV de la S/E Maule y en las líneas 2x66 kV Itahue – Los Maquis y 1x66 kV Los Maquis – San Rafael, se observa una sobrecarga de un 146% en la línea 1x154 kV Maule – Chequén, al no encontrarse aún en operación el proyecto “Nueva</p>	<p>Se solicita incorporar la obra “Aumento de Capacidad Maule – Chequén”, que consiste en el aumento de capacidad de la línea 1x154 Maule – Chequén, de manera de permitir una capacidad de transmisión de al menos 205 MVA a 35°C con sol.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>A partir de la observación recibida por parte de Transec y otras empresas con respecto a la S/E Chequén, esta Comisión ha modificado los alcances de la obra en el ITF, en el sentido de precisar que ahora secciona la línea 1x220 kV Santa Isabel - Maule, evitando de esta manera la sobrecarga de la línea 1x154 kV Maule - Linares.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares”, del que actualmente se encuentra pendiente el inicio de su estudio de franja. Cabe señalar que, en la práctica, no se tiene certeza efectiva de la fecha en que termine dicho estudio de franja, considerando además que aún no ha iniciado, y por lo tanto, la franja definitiva que se establecerá como resultado de ese procedimiento es indeterminada, así como también el inicio de su licitación. Finalmente, se solicita considerar tanto en el VI referencial como en la descripción de la obra, la estrategia constructiva mediante variantes para el cambio de conductor.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-11	Transec	8.3.6 Apoyo Ñuble	<p>En relación con las obras propuestas por la CNE que se encuentran agrupadas en el proyecto “Apoyo Ñuble”, si bien estas solucionarían el problema de la sobrecarga en el transformador 154/66 kV de la S/E Chillán y de la línea 1x154 kV Chillán – Tap Chillán en condición N, se requiere incorporar otros refuerzos para solucionar problemas de sobrecargas en condición N-1. En particular, cuando se analiza el escenario a 2032 con demandas máximas coincidentes en Chillán, se tienen las siguientes problemáticas: Frente a la salida intempestiva de la línea 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco se observa una cargabilidad de un 85,4% en la línea 1x154 kV Charrúa – Montenegro. Frente a la salida intempestiva de la línea 1x154 kV Charrúa – Montenegro, se produce una cargabilidad de un 85,9% en la línea 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco, pese a que ésta se encuentra repotenciada a 205 MVA a 35°C. Por lo tanto, se solicita incorporar las obras “Aumento de capacidad de la línea 1x154 kV Charrúa – Montenegro”, que consiste en el aumento de capacidad de la línea Charrúa – Montenegro de manera de permitir una capacidad de transmisión de al menos, 300 MVA a 35°C con sol. Asimismo, se solicita modificar el alcance de la obra “Aumento de capacidad de la línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa” y “Aumento de capacidad de la línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa, tramo Pueblo Seco – Punto de seccionamiento de línea”, de manera tal de permitir una capacidad de transmisión de al menos, 300 MVA a 35°C con sol. Asimismo, para ambos aumentos de capacidad, se solicita considerar la estrategia constructiva mediante variantes para el cambio de conductor, la cual puede considerar una única variante para el cambio de conductor en ambas LT dado que estas comparten la franja de servidumbre.</p>	<p>Se solicita incorporar las obras “Aumento de capacidad línea 1x154 kV Charrúa – Montenegro”, que consiste en el aumento de capacidad de la línea Charrúa – Montenegro de manera de permitir una capacidad de transmisión de al menos, 300 MVA a 35°C con sol. Asimismo, se solicita modificar el alcance de la obra “Aumento de capacidad de la línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa” y “Aumento de capacidad de la línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa, tramo Pueblo Seco – Punto de seccionamiento de línea”, de manera tal de permitir una capacidad de transmisión de al menos, 300 MVA a 35°C con sol.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con las simulaciones realizadas por esta Comisión, las obras propuestas para la Región de Ñuble permitirían abastecer la demanda de todo el sistema relevante hasta al menos el año 2043, conservando el criterio de suficiencia en las líneas de 154 kV entre las SS/EE Charrúa y Río Viejo.</p> <p>Por otro lado, la descripción de la nueva S/E Río Viejo se ha modificado para contar con la posibilidad de construir un futuro paño de 220 kV. Este paño permitiría eventualmente construir líneas hacia otras subestaciones, con el objetivo de aumentar el criterio de seguridad de esta subestación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-12	Transelec	4.1.10 Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa 4.1.11 Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa, tramo Pueblo Seco – Punto de seccionamiento de línea	En relación con las obras “Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa” y “Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa, tramo Pueblo Seco – Punto de seccionamiento de línea”, se solicita considerar tanto en el VI referencial como en la descripción de la obra, la estrategia constructiva mediante variantes para el cambio de conductor. Lo anterior tiene relación con que la ejecución del proyecto deberá realizarse con la línea energizada, ya que la factibilidad de desconexión de esta es baja y en días específicos (domingo en horario de baja demanda).	Se solicita actualizar el VI referencial de modo de reflejar en éste la estrategia constructiva mediante variantes para el cambio de conductor.	No se acoge la observación. De acuerdo con las simulaciones realizadas por esta Comisión, al año 2032 sería posible abastecer la demanda máxima coincidente de las subestaciones asociadas al sistema de 154 kV comprendido entre las SS/EE Charrúa y Buli, incluso tomando en cuenta la salida de servicio de la línea 1x154 kV Charrúa - Pueblo Seco. Esto indica que sería factible realizar el aumento de capacidad de las líneas 1x154 kV Charrúa - Pueblo Seco y 1x154 kV Pueblo Seco - Río Viejo, sin requerir variantes durante la mayor parte de las horas del año 2032.
22-13	Transelec	3.2.6 Nueva S/E La Calle	En cuanto a la ubicación tentativa de la nueva S/E La Calle, cabe señalar que, dentro del radio definido por la Comisión, existe la presencia de quebradas y de poblaciones dispersas. Asimismo, en la zona sur oriente se observan humedales. En base a lo anterior, se solicita un aumento del radio en dos kilómetros a partir de lo definido en la descripción de la obra, dada la complejidad geográfica y la fragilidad del sector.	Se solicita aumentar el radio de la ubicación de la S/E La Calle en dos kilómetros adicionales a lo propuesto en la descripción de la obra	Se acoge la observación. Se modifica la descripción de acuerdo con lo solicitado.
22-14	Transelec	4.2.1 Nueva S/E Palca	En cuanto a la ubicación tentativa de la nueva S/E Palca, cabe destacar que el proyecto se emplaza en la zona donde se ubica el monumento natural Picaflor de Arica y, adicionalmente, existe una alta probabilidad de deslizamiento de tierra y/o alud. Asimismo, el radio propuesto se encuentra dentro del Río Camarones, lo cual es zona de humedales. Finalmente, el territorio donde se ubica el proyecto es zona de producción agrícola, la cual abastece a toda la zona norte. En base a lo anterior, se solicita aumentar el radio de emplazamiento de la obra en 3 kilómetros adicionales a lo propuesto por la Comisión, dada la complejidad geográfica y la fragilidad del sector.	Se solicita aumentar el radio de la ubicación de la S/E Palca en tres kilómetros adicional a lo propuesto en la descripción de la obra.	No se acoge la observación. El propósito principal de la nueva S/E Palca es mejorar el suministro eléctrico de la localidad de Cuya, en la comuna de Camarones. Ampliar el radio de emplazamiento podría generar riesgos, ya que la subestación podría ubicarse en un punto menos adecuado para el desarrollo de nuevos alimentadores. Asimismo, no se presentan antecedentes suficientes que respalden que un radio de 5 km, en lugar de los 2 km considerados en el ITF, represente una mejora efectiva. Además, la información sobre riesgos ambientales, según el Informe sobre criterios y variables ambientales y territoriales para la planificación de la transmisión 2024, indica que estos riesgos son prevalentes en todo el valle de Cuya. Por lo tanto, ampliar el radio de emplazamiento no garantizaría una reducción de dichos riesgos. Por todo lo anterior, esta Comisión mantiene su criterio y no acoge la observación.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-15	Transec	4.2.4 Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno - Pelarco	En cuanto a la ubicación tentativa de la nueva S/E Trueno, cabe señalar que el radio de emplazamiento de la obra considera el sector oriente de la Ruta 5 Sur. Al respecto, en el sector oriente de la Ruta 5 Sur se visualizan zonas con un gran potencial de aumento de densidad poblacional, produciéndose dificultades en la construcción de la nueva subestación y del seccionamiento de la línea 2x66 kV Panguilemo – Talca. Por lo mismo, se solicita que, dentro del radio de emplazamiento de 2 km, no se considere el sector oriente de la Ruta 5 Sur o, en su defecto, considere que la subestación requiera de soterramiento de líneas para el seccionamiento de la línea 2x66 kV Panguilemo – Talca.	Se solicita que dentro del radio de emplazamiento de 2 km no se considere el sector oriente de la Ruta 5 Sur, o en su defecto, considere que la subestación requiera de soterramiento de líneas para el seccionamiento de la línea 2x66 kV Panguilemo – Talca.	No se acoge la observación. Respecto a la propuesta indicada en la observación, esta Comisión no considera pertinente agregar más restricciones a la zona de emplazamiento de la subestación, toda vez que son los oferentes quienes deberán verificar la factibilidad técnica de la solución que propongan para lograr el objetivo principal del proyecto. Lo anterior en el entendido de que, dentro del rango factible de localización, existen zonas en las que naturalmente no es posible emplazar este tipo de instalaciones, por lo que no es necesario señalarlo explícitamente.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-16	Transelec	10 Anexo 1: Proyectos no recomendados Obra No Recomendada ID 01-100 "Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Kimal – Crucero"	<p>En cuanto a la obra "Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Kimal – Crucero", analizado en el ITP en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, la CNE indica que, si bien la obra presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, esta resultó postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años de operación, motivo por el cual el proyecto no fue incorporado al presente Plan de Expansión. En cuanto a la evaluación obtenida por la CNE, es importante indicar que, en el análisis efectuado para el caso sin proyecto, se está utilizando en el OSE 2000 una capacidad térmica de 500 MW por circuito, superior a la capacidad térmica limitante de la línea 2x220 kV Kimal – Crucero. Lo anterior, es posible corroborarlo en el "Anexo 1- Informe Límites Térmicos de Líneas Aéreas 2022", subido a la plataforma de infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional por su propietario, en el cual se indica que la línea Kimal – Crucero (particularmente en el tramo Estructura T1 - Kimal), posee un conductor de 9.62 km del tipo ACAR con capacidad térmica de 0,911 kA (a 25°C ambiente y 75°C de diseño de conductor), limitando las transferencias de potencia a aproximadamente a 348 MW por circuito a 25°C. Sumando a lo expuesto, la evaluación económica realizada está considerando, para el caso base, una temperatura ambiente de 25°C, la que no es representativa para el Norte Grande, donde se emplaza la línea. En cambio, consideramos que debe usarse una temperatura de 35°C, que es más representativa de la temperatura de la zona referida, y es la misma temperatura con la cual la CNE calculó los beneficios económicos del aumento de capacidad. Por otro lado, en cuanto a la postergación de la obra con beneficios netos totales, es importante indicar que la decisión de postergar una obra que tiene beneficios netos, se debe considerar el Dictamen N°2-2020 del Panel de Expertos, el cual indica que la sola circunstancia de que un proyecto tenga el primer año beneficios "bajos" o "negativos" no implica necesariamente que el proyecto deba ser postergado, precisando que la decisión se debe adoptar</p>	<p>Teniendo en cuenta que la obra "Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Kimal – Crucero", se está evaluando con una capacidad térmica de 500 MW por circuito, superior a la que realmente tiene la línea, 348 MW a 25°C, se solicita: recalcular los beneficios económicos de la obra "Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Kimal – Crucero" contemplando: Corrección de la capacidad térmica de la línea. Considerar temperatura ambiente de 35°C para el caso sin proyecto y para el caso con proyecto (318 MW).</p>	<p>Ver respuesta a observación 06-03</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>considerando el beneficio neto total (Sección 3.4.7 del Dictamen N°2-2020, del Panel de Expertos) . Finalmente, se solicita realizar una nueva evaluación económica, a partir de la rectificación de la capacidad térmica de la línea teniendo en cuenta la capacidad real de la línea y una temperatura ambiente representativa para la línea de 35°C., es decir, 318 MW por circuito (como lo indica el Coordinador Eléctrico Nacional en su informe “Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión” versión definitiva Mayo/2024 y en la versión preliminar Diciembre/2024).</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-17	Transelec	10 Anexo 1: Proyectos no recomendados Obra No Recomendada ID 02-12 "BESS Chañaral"	<p>La solución al riesgo de abastecimiento de los clientes de la comuna de Chañaral, a causa de aluviones en la zona, es un problemática que Transelec buscó resolver en el Plan de Expansión 2019 con la solución "Nueva Línea 1x110 kV Salado - Chañaral" y en el Plan de expansión 2020, con la solución " Línea 110 kV nueva Chañaral – Javiera S/E Nueva Chañaral 110/23 kV", las cuales han sido rechazadas por la Comisión, y, hasta la fecha, no se ha logrado promover una solución que permitan otorgar una alternativa de abastecimiento a los clientes de la comuna de Chañaral frente al riesgo de situaciones de aluviones en la zona y a contingencias en la línea Chañaral- El Salado 23 kV. En esta oportunidad, tras cinco años desde la presentación de la primera solución, se plantea una nueva alternativa por motivos de seguridad y calidad de servicio, mediante un almacenamiento eléctrico ("BESS Chañaral"), que permitirá abastecer a la comuna de Chañaral cuando se produzcan contingencias en la línea Chañaral – El Salado 23 kV, permitiendo otorgar redundancia al abastecimiento de su demanda eléctrica, teniendo en cuenta que esta presenta una tasa de falla en promedio de cuatro veces al año. Sin embargo, esta nueva alternativa propuesta en el Plan de Expansión 2024, no fue incorporada al Plan de Expansión 2024, debido a que la Comisión indica que no detecta problemas de suficiencia e indica, además, que el análisis de la obra por seguridad debe ser postergado a la espera de la tramitación de la propuesta de modificación normativa contemplada en el Plan Normativo 2024, descrita en la Resolución Exenta CNE N° 654, publicada el 29 de diciembre de 2023, específicamente aquella relativa al artículo 5-5 de la NTSyCS. En relación con lo anterior, el Artículo 87 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión ("Reglamento") establece los lineamientos que debe considerar la CNE en la Etapa de Análisis Preliminar de cada Plan de Expansión, señalando en su inciso sexto, lo siguiente: "Considerando la cartera preliminar de proyectos, la Comisión identificará los proyectos que se requieren para preservar la seguridad y calidad de servicio del</p>	<p>Se solicita analizar la obra "BESS Chañaral" por criterio de seguridad y calidad de servicio, considerando los antecedentes aportados, e incluir la obra en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En virtud de los antecedentes presentados en esta observación y que, como se señala en el informe, al no ser aún una exigencia normativa que la planificación de los sistemas de transmisión zonales considere el criterio de operación con N-1, no se incluyeron obras por este criterio en este proceso de expansión para la reducción de la Energía No Suministrada (ENS). En consecuencia, no se acoge la incorporación de esta obra al presente proceso de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>Sistema Eléctrico, los que no deberán sujetarse a la etapa Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, debiendo someterse directamente a la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, con excepción de aquellos proyectos cuyo dimensionamiento óptimo requiera de dichos análisis."Al respecto, siguiendo los lineamientos del referido artículo 87, esta obra califica como una obra que se requiere para preservar la seguridad y calidad de servicio de la comuna de Chañaral, debiendo someterse directamente a la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio.Adicionalmente, el primer párrafo del artículo 89 del Reglamento, indica que "La Comisión, en la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio deberá determinar los proyectos de expansión de la transmisión que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio respecto al abastecimiento de la demanda a clientes finales en el horizonte de planificación." y, en el párrafo quinto del mencionado artículo indica que "La Comisión podrá evaluar Obras de Expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda considerando la disminución de energía no suministrada, mejorando los índices de calidad de servicio o mejorando la confiabilidad. Para ello, la Comisión podrá considerar antecedentes tales como tasas de salida de elementos de transmisión, Costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda. La Comisión deberá explicitar y fundamentar la inclusión de este tipo de proyectos en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión."Siguiendo los lineamientos del artículo 89, al cumplirse el objetivo del análisis de una obra por seguridad y calidad de servicio, se debe considerar su incorporación a la cartera intermedia de los proyectos, en consistencia con lo señalado en el artículo 90 del Reglamento.Finalmente, de acuerdo con lo expuesto previamente, la obra "BESS Chañaral" debió someterse al análisis de seguridad y calidad de servicio, considerando los problemas de seguridad y calidad de servicio advertidos precedentemente. Además, es importante considerar que en la actualidad</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>los costos de inversión de la tecnología BESS propuesto para este Plan de Expansión se han reducido en aproximadamente un 50% en comparación al VI indicado en la propuesta de obra, lo cual le otorga al proyecto razones adicionales para su implementación en la comuna Chañaral, considerando que las soluciones presentadas con anterioridad han sido descartadas por el costo de los proyectos.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-18	Transelect	10 Anexo 1: Proyectos no recomendados Obra No Recomendada ID 01-11 "Ampliación en la S/E Parinas (NTR ATAT)"	<p>En cuanto a la obra "Ampliación en la S/E Parinas (NTR ATAT)" propuesta por el Coordinador Eléctrico Nacional, fue analizada en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, sin embargo, no se incorporó en el Plan de Expansión, debido a que la CNE indica que la obra presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, pero resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años desde su entrada en operación. Como bien lo menciona el Coordinador en sus análisis, el alto potencial de generación eólico de la zona requiere de nueva infraestructura de transmisión en la S/E Parinas, para poder realizar la evacuación de la generación desde la red de 220 kV hacia la red de 500 kV y así fomentar la inversión de generación en la zona, teniendo en cuenta que la comuna de Tal Tal donde se emplaza la S/E Parinas, es considerado un Polo de Desarrollo, según la PELP 2023- 2027 del Ministerio de Energía. A partir de esto, y considerando la necesidad de transmisión identificada, se procede a realizar el cálculo N-1 de los transformadores 500/220 kV de la SE Parinas kV, con la base Digsilent entregada por la CNE, detectando que esta presenta un error al no contemplar adecuadamente que la S/E Parinas al año 2027, contará con tres transformadores 500/220 kV. Considerando la corrección del error en la base Digsilent (modelar dos transformadores adicionales de capacidad 750 MVA al año 2027), se encuentran diferencias en el resultado del cálculo N-1: Para el año 2027, la entrada en operación de los dos transformadores adicionales determina que los tres transformadores poseen un límite N-1 de 487 MW aproximadamente, lo cual difiere de los 620.8 MW que indica la CNE. Por otro lado, para la entrada en operación de un cuarto transformador, al año 2030, se determina que los cuatro transformadores de S/E Parinas, tendrían un límite N-1 de 530 MW aproximadamente, lo cual difiere de los 675 MW que indica la CNE. Finalmente, al realizar la nueva evaluación económica considerando los nuevos límites N-1, se obtiene como resultado que la obra entrega</p>	<p>Se solicita incorporar la obra al Plan de Expansión 2024, debido a que esta presenta beneficios netos positivos desde la entrada en operación de la obra y durante todo el periodo de evaluación. Además, se debe contemplar el aumento de capacidad de las barras 220 kV y 500 kV de la S/E Parinas.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo con las observaciones y los análisis realizados, se incorporan las obras "Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)", de modo de abordar la problemática relevada.</p> <p>Por otro lado, considerando los límites indicados en la observación, no se identifican sobrecargas en las barras en ninguna de las condiciones de mantenimiento y/o contingencia.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, desde los primeros años desde su entrada en operación. Los resultados dan cuenta de que la obra requiere ser incluida en el Plan de Expansión 2024. Se adjuntan los resultados de esta nueva evaluación económica en el Anexo C. Para la realización de esta obra, se debe considerar la ampliación de la barra 220 kV y la barra 500 kV.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-19	Transelec	10 Anexo 1: Proyectos no recomendados Obra No Recomendada ID 01-12 "Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Andes – Likanantai – Nueva Zaldívar"	<p>En cuanto a la obra "Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Andes – Likanantai – Nueva Zaldívar" propuesta por el coordinador, la comisión decide no promover la obra ya que esta presenta beneficios negativos en 2/3 de los escenarios del primer año por lo que consideran que sería postergable. Sobre este punto es preciso mencionar que el hecho de que un proyecto tenga en los primeros años beneficios bajos, nulos o negativos no implica necesariamente que el proyecto deba ser postergado. Es pertinente considerar como la postergación del proyecto impacta en los beneficios netos totales buscando siempre el beneficio neto máximo. En el caso particular de este proyecto, si se evalúan los beneficios de postergarlo en 1 año, se obtienen beneficios netos totales de 451.3 MMUSD, mientras que promover la obra en el plazo original tiene beneficios netos totales mayores de 461.7 MMUSD. Esto debido a que los beneficios en el escenario C son significativamente mayores a los flujos negativos de los otros 2 escenarios, de hecho, uno de los escenarios se podría considerar como indiferente ya que el flujo negativo es muy cercano a cero. Por ende, la postergación de este proyecto es contraproducente y contraviene el criterio de eficiencia establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, el que, de acuerdo con expresado por el Panel de Expertos, exige buscar la fecha de entrada en operación en la que el beneficio neto total de la obra evaluada sea el máximo (Dictamen N°2-2020). En consecuencia, al obtenerse un mayor beneficio neto total considerando la obra en el Plan de Expansión 2024, éste debe ser incorporado por la CNE al grupo de obras promovidas en el ITF del Plan de Expansión 2024. Se adjunta la comparación de evaluaciones económicas de postergar y no postergar 1 año el proyecto en el Anexo D.</p>	<p>Se solicita incorporar la obra Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Andes – Likanantai – Nueva Zaldívar al grupo de obras promovidas del Plan de Expansión 2024.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En los análisis realizados en la zona de influencia del proyecto referido, se identificaron mejores alternativas de diseño en el sistema que serán revisadas en el siguiente Proceso de Expansión, con el objetivo de promover la solución oportuna de mayor eficiencia, cumpliendo lo establecido en el Artículo 87º de la LGSE.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-20	Transelec	10 Anexo 1: Proyectos no recomendados Obra No Recomendada ID 01-02 "Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Parinas"	<p>Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Parinas La CNE rechaza esta obra argumentando que el Coordinador no presenta suficientes antecedentes para justificar su necesidad; no obstante, usando las bases de DigSilent proporcionadas por ese organismo en su escenario de demanda máxima al año 2031 se puede llegar a las mismas conclusiones que el Coordinador respecto a la necesidad sistémica de este proyecto. En particular el Coordinador argumenta que, dado el vigente Plan de Descarbonización existirían necesidades de compensación reactiva en el norte grande. Mientras que en las bases proporcionadas por la CNE sí se considera el retiro de las unidades a carbón de la central Tocopilla en 2022 y Cochrane en 2030 se detecta incumplimiento de la norma técnica en la tensión de barra en régimen permanente en la S/E Kimal 500kV, este incumplimiento puede ser corregido por el equipo de compensación estática propuesto por el Coordinador en Parinas. Dada esta necesidad evidente de compensación de reactivos en la zona, como consecuencia del Plan de Descarbonización se solicita a la CNE incorporar este al grupo de obras promovidas al Plan de Expansión 2024.</p>	<p>Se solicita incorporar la obra "Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Parinas" al grupo de obras promovidas en el Plan de Expansión 2024. En su defecto, se solicita incorporar un proyecto de alcance similar en la S/E Kimal que permita atender las necesidades de compensación reactiva de la zona del norte grande, derivadas del Plan de Descarbonización.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien la revisión de los nuevos antecedentes enviados por el Coordinador en la instancia de observaciones al ITP evidencia una necesidad basada en los escenarios de despacho económico, calculados en conjunto con los límites de transmisión considerados en sus bases de despacho económico, no se identifica el impacto económico de la reducción de estos límites como elemento de contraste en dichos análisis. Esto impide determinar con certeza si la decisión de incluir el equipo de compensación de reactivos en el presente Plan de Expansión resulta eficiente y oportuna, conforme a lo establecido en el artículo 87º de la LGSE.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, el proyecto y sus efectos económicos serán revisados en el siguiente Plan de Expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-21	Transelec	10 Anexo 1: Proyectos no recomendados Obra No Recomendada ID 02-10 "Energización en 500 kV Pichirropulli – Tineo"	<p>Energización en 500 kV Pichirropulli – Tineo La CNE rechaza el proyecto en cuestión debido a que, si bien el proyecto otorga beneficios al sistema, este es postergable dado que en los primeros 4 años no otorga beneficios positivos. En ese sentido, cabe señalar que, de acuerdo con las simulaciones realizadas por la Comisión, los beneficios se observan a partir del año 2037 donde entra en servicio la obra "Nueva Línea en 500 kV Digueñes – Pichirropulli". Al respecto, cabe señalar que este proyecto se encuentra en Estudio de Franjas desde que apareció en su primera versión en el Decreto de Expansión N°04 de 09 de enero de 2019, donde el alcance del proyecto era la construcción de una línea que se extendía desde la S/E Ciruelos a la S/E Pichirropulli y que se encontraba energizada en 220 kV. Al respecto, el Estudio de Franjas para la línea 2x500 kV Digueñes – Nueva Pichirropulli lleva más de 6 años de tramitación. Lo anterior implica que, dado el tiempo de demora excesivamente alto, a dicho estudio debiera finalizar recién en diciembre de 2025. En base a lo anterior, es perfectamente posible considerar que el proyecto aludido se licite en marzo de 2026, junto con las obras resultantes del plan de expansión año 2025, culminando dicho proceso en diciembre de 2026. Considerando además los plazos habituales para la publicación del decreto de adjudicación, se debiese publicar dicho decreto en marzo de 2027. Finalmente dado los plazos constructivos de las obras "Nueva Línea 2x500 Entre Rios – Digueñes" y "Nueva Línea 2x500 kV Digueñes – Nueva Pichirropulli" (60 y 84 meses, respectivamente) se debiese considerar para efectos de la modelación en el software OSE2000 que la primera línea entre en operación en marzo de 2032 y la segunda línea entre en operación en marzo de 2034, esto es en 6 y 8 años más. Con ello, al realizar las simulaciones correspondientes, se obtiene que la obra no recomendada "Energización en 500 kV Pichirropulli – Tineo" da beneficios en todos los escenarios del ITP. Por lo anterior, se solicita considerar las fechas indicadas de las obras que se encuentran actualmente en Estudio de Franjas e incorporar la obra "Energización en 500 kV Pichirropulli – Tineo" en el</p>	<p>Se solicita incorporar la obra "Energización en 500 kV Pichirropulli – Tineo" en el informe técnico final.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se realizó un análisis exploratorio considerando las fechas de puesta en servicio indicadas en la observación, 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, esta obra resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años desde su entrada en operación. Debido a lo anterior, no se acoge esta propuesta para ser incorporada al presente informe técnico de expansión de la transmisión. 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>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>informe técnico final. En el Anexo E se encuentran los resultados de las simulaciones correspondientes. Finalmente, cabe señalar que tanto el proyecto “Energización en 500 kV Pichirropulli – Tineo” como el proyecto “Aumento de capacidad LT 2x220 kV Pichirropulli – Rahue – Frutillar Norte - Tineo” se encuentran modelados en el caso denominado por la CNE como MP24_SS006_E2_9H, y los VI de ambos proyectos fueron considerados para efectos de la determinación de los beneficios económicos.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-22	Transelect	10 Anexo 1:Proyectos no recomendados Obra No Recomendada ID 02-10"Energización en 500 kV Pichirropulli – Tineo"	<p>Adicional a lo mencionado en la observación anterior, aun si se considera la evaluación original con la llegada tardía del proyecto Digüeñes – Nueva Pichirropulli no sería recomendable postergar esta obra. La obra se posterga por no presentar beneficios positivos en los primeros años, sin embargo, que una obra presente beneficios bajos, nulos o negativos en los primeros años no implica necesariamente que esta se deba postergar, siendo solo un indicio de que se debe analizar el potencial beneficio asociado a postergar el proyecto. Si bien la postergación de un proyecto con ingresos negativos en los primeros años podría resultar en un ahorro de estos flujos negativos, también implica sacrificar la holgura frente a un eventual retraso en el desarrollo de la obra (situación que se ha visto con frecuencia en obras de expansión de planes anteriores como el caso de la "Nueva Línea 2x500 Entre Rios – Digüeñes" y "Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli"). El impacto económico del retraso de un proyecto se puede cuantificar usando los antecedentes proporcionados por la CNE en el anexo de evaluación económica de proyecto no recomendados a partir de los beneficios netos totales del primer año con flujos positivos, siendo esta una evaluación conservadora ya que se estaría considerando el retraso de tan solo un año respecto de la supuesta fecha óptima de entrada en operación, y, además, se están ignorando otras externalidades negativas asociadas al retraso de un proyecto. Esta metodología otorga una primera aproximación de los beneficios perdidos por postergar el proyecto y, por ende, es pertinente poner en la balanza los beneficios que se arriesgan antes de optar por la postergación. En el caso particular del proyecto de energización en 500 kV Pichirropulli – Tineo los beneficios netos totales del primer año con flujos positivos son 45.1 MMUSD; estos beneficios se perderían ante un eventual retraso del proyecto, en circunstancias que exceden significativamente el potencial ahorro por su postergación y, por ende, resulta contraproducente sacrificar la holgura de un proyecto que ya cumple con el criterio de eficiencia económica. Por consiguiente, dado lo anterior, este</p>	<p>Se solicita incorporar al Informe Técnico Final del Plan de Expansión año 2024 la obra "Energización en 500 kV Pichirropulli - Tineo ".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a lo establecido en el artículo 87º de la LGSE, y con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9 del informe técnico, esta Comisión considera el riesgo asociado a los atrasos en el desarrollo de las obras debido a los distintos factores presentes en cada zona en conjunto con el beneficio de su postergación, para promover las soluciones de manera segura, oportuna y eficiente.</p> <p>En particular, para la zona referida se demuestra que los efectos positivos de las obras propuestas dependen de la puesta en servicio de las obras "Nueva Línea 2x500 Entre Rios – Digüeñes" y "Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli", con estudios de franja en curso, adicionando un riesgo adicional a ser considerado en la evaluaciones.</p> <p>De esta forma, dentro los de los riesgos asociados al proyecto, es posible considerar que el efecto negativo en los primeros años de operación es inferior a los riesgos asociados a su atraso, y en contraste, el atraso de la obra "Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli", que depende de la finalización del estudio de franjas para ser licitado, genera un aumento en el número de años con desempeño negativo.</p> <p>En base a lo anterior, esta Comisión considera que la incorporación de la propuesta en planes de expansión posteriores mejoraría los resultados de la evaluación y, por tanto, redundaría en una mayor eficiencia de la obra.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			proyecto debiese integrarse al grupo de obras promovidas del Plan de Expansión 2024.		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-23	Transelect	10 Anexo 1: Proyectos no recomendados Obra No Recomendada ID 02-09 "Aumento de capacidad LT 2x220 kV Pichirropulli – Rahue – Frutillar Norte – Tineo"	<p>Aumento de capacidad LT 2x220 kV Pichirropulli – Rahue – Frutillar Norte – Tineo La CNE rechaza el proyecto en cuestión debido a que, si bien el proyecto otorga beneficios al sistema, este es postergable dado que en los primeros 4 años no otorga beneficios positivos. En ese sentido, cabe señalar que, de acuerdo con las simulaciones realizadas por la Comisión, los beneficios se observan a partir del año 2037 donde entra en servicio la obra "Nueva Línea en 500 kV Digueñes – Pichirropulli". Al respecto, cabe señalar que este proyecto se encuentra en Estudio de Franjas desde que apareció en su primera versión en el Decreto de Expansión N°04 de 09 de enero de 2019, donde el alcance del proyecto era la construcción de una línea que se extendía desde la S/E Ciruelos a la S/E Pichirropulli y que se encontraba energizada en 220 kV. Al respecto, el Estudio de Franjas para la línea 2x500 kV Digueñes – Nueva Pichirropulli lleva más de 6 años de tramitación. Lo anterior implica que, dado el tiempo de demora excesivamente alto, a dicho estudio debiera finalizar recién en diciembre de 2025. En base a lo anterior, es perfectamente posible considerar que el proyecto aludido se licite en marzo de 2026, junto con las obras resultantes del plan de expansión año 2025, culminando dicho proceso en diciembre de 2026. Considerando además los plazos habituales para la publicación del decreto de adjudicación, se debiese publicar dicho decreto en marzo de 2027. Finalmente dado los plazos constructivos de las obras "Nueva Línea 2x500 kV Entre Rios – Digueñes" y "Nueva Línea 2x500 kV Digueñes – Nueva Pichirropulli" (60 y 84 meses, respectivamente) se debiese considerar para efectos de la modelación en el software OSE2000 que la primera línea entre en operación en marzo de 2032 y la segunda línea entre en operación en marzo de 2034, esto es en 6 y 8 años más. Con ello, al realizar las simulaciones correspondientes, se obtiene que la obra no recomendada "Aumento de capacidad LT 2x220 kVs Pichirropulli – Rahue – Frutillar - Tineo" da beneficios en todos los escenarios del ITP. Por lo anterior, se solicita considerar las fechas indicadas de las obras que se encuentran actualmente en Estudio de Franjas e</p>	Se solicita incorporar al Informe Técnico Final del Plan de Expansión año 2024 la obra "Aumento de capacidad LT 2x220 kV Pichirropulli – Rahue – Frutillar Norte – Tineo"	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se realizó un análisis exploratorio considerando las fechas de puesta en servicio indicadas en la observación, 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, esta obra resulta postergable al no presentar beneficios netos positivos en los primeros años desde su entrada en operación. Debido a lo anterior, no se acoge esta propuesta para ser incorporada al presente informe técnico de expansión de la transmisión. 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>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>incorporar la obra “Aumento de capacidad LT 2x220 kVs Pichirropulli – Rahue – Frutillar - Tineo” en el informe técnico final. En el Anexo E se encuentran los resultados de las simulaciones correspondientes. Finalmente, cabe señalar que tanto el proyecto “Energización en 500 kV Pichirropulli – Tineo” como el proyecto “Aumento de capacidad LT 2x220 kV Pichirropulli – Rahue – Frutillar Norte - Tineo” se encuentran modelados en el caso denominado por la CNE como MP24_SS006_E2_9H, y los VI de ambos proyectos fueron considerados para efectos de la determinación de los beneficios económicos.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-24	Transelec	10 Anexo 1:Proyectos no recomendados Obra No Recomendada ID 30-09"Ampliación de barras en S/E Frutillar Norte"	<p>En relación con la obra "Ampliación de barras en S/E Frutillar Norte" propuesta por Atlas Development Chile SpA con el motivo de generar un nuevo punto de conexión para el proyecto "BESS El Molino", esta no fue incluida por la CNE en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2024, argumentando que la obra propuesta no cumple con los criterios de acceso abierto establecidos en el referido ITP, en particular, debido a que 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. Al respecto, cabe señalar que, además del proyecto mencionado, existen al menos dos proyectos de generación que presentaron solicitudes de autorización de conexión en la S/E Frutillar Norte, además del proyecto de generación aludido (Parque Eólico Casma y Parque Eólico Los Pellines), las cuales fueron rechazadas debido a que la S/E Frutillar Norte no cuenta con posiciones disponibles, así como también un proyecto de generación (Parque Eólico La Baluma) con una solicitud ingresada en la misma subestación. Adicionalmente, en todos los escenarios de la PELP se visualiza generación eólica en la S/E Frutillar Norte, sin embargo, al no contar con posiciones disponibles la referida subestación, no es posible permitir la conexión de los futuros proyectos de generación. En conclusión, resulta necesario incluir el proyecto "Ampliación de barras en S/E Frutillar Norte" para permitir la conexión de futuros proyectos de generación.</p>	<p>Se solicita incorporar al Informe Técnico Final del Plan de Expansión año 2024 la obra "Ampliación de barras en S/E Frutillar Norte", la cual consiste en la ampliación de barras y plataforma de la subestación Frutillar Norte, en una diagonal, para permitir la conexión de proyectos futuros de generación.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se incorpora en el ITF 2024 la obra "Ampliación en S/E Frutillar Norte", con características similares a las de esta propuesta.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
22-25	Transelec	10 Anexo 1: Proyectos no recomendados Obra No Recomendada ID 23-16 "Ampliación en S/E Parral"	<p>En relación con la obra "Ampliación en S/E Parral", la cual fue presentada por CGE Transmisión con motivos de resolver los problemas de suficiencia en la zona, esta no fue incluida por la CNE en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2024, argumentando que la obra propuesta no cumple con los criterios de suficiencia establecidos en el Informe. Al respecto, cabe destacar que los proyectos relevantes para la zona corresponden a las obras "Nueva S/E Nueva Cauquenes", "Nueva línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Cauquenes" y "Nueva línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral". Estos proyectos se encuentran estrechamente relacionados por la obra "Nueva Línea 2x220 kV Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui", el cual no ha iniciado su construcción debido a que aún no posee los permisos ambientales requeridos. Cabe señalar que estas obras debieron entrar en operación comercial el 31 de agosto de 2024, conforme a los plazos constructivos señalados en el Decreto de Expansión N°418 de 2017 y a la fecha de publicación de su respectivo decreto de adjudicación (Decreto Supremo N°5T, de 2019, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 31 de agosto de 2019). En ese sentido, considerando que existe una alta incertidumbre del plazo en que la obra antes mencionada entrará en operación, se solicita incorporar la obra propuesta "Ampliación en S/E Parral", consistente en la incorporación de un segundo transformador 154/66 kV de 75 MVA y la normalización de los paños de línea en 154 kV, incorporando para ello equipos de protecciones y reemplazando los equipos que se requieran.</p>	Se solicita incorporar al Informe Técnico Final del Plan de Expansión año 2024 la obra "Ampliación en S/E Parral".	Ver respuesta 18-26.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
23-01	Engie Energía Chile	No inclusión de la obra "Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Parinas".	En el caso considerarse que la operación de un cuarto auto transformador en la S/E Parinas cumple con los criterios para su inclusión en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2024, es necesario que la Comisión efectúe los estudios estáticos y dinámicos de estabilidad de tensión en el corredor de 500 kV entre el Norte Grande y el Norte Chico.	<p>Sección: "Anexo 1 Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2024" (Id-Obra:01-02).</p> <p>Se solicita realizar los estudios estáticos y dinámicos de estabilidad de tensión en el corredor de 500 kV, considerando la instalación de un equipo de Compensación de Reactivos en la S/E Parinas, considerando la operación de un cuarto auto transformador de 750 MVA.</p> <p>En atención a los resultados de los análisis anteriores, se solicita la incorporación en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2024 de la obra "Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Parinas".</p>	Ver observación 22-20.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
23-02	Engie Energía Chile	No inclusión de la obra "Ampliación en la S/E Parinas (NTR ATAT)".	<p>Dentro de los archivos de respaldo, en la carpeta "Otros Anexos/02 Obras Nacionales No Recomendadas", la planilla "Evaluación Economica General_Propuestas_ITP_Final.xlsx", en el rango Q92:W118, muestra el resultado de la reducción de costos operativos producto de la inclusión del cuarto auto transformador 220 kV/500 kV, 750 MVA, en la subestación Parinas.</p> <p>Según lo indicado en el Anexo I del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2024 (ITP), se señala que si bien la obra presenta beneficios positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, sólo se presenta beneficios netos anuales positivos sólo después del año #9, en los escenarios B y C. Cabe señalar que el monto, en promedio, de los resultados negativos es de -1 millón USD aprox.</p> <p>Al revisar los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGTP), para todos los escenarios, se evidencia que la modelación de asignación de conexión de todos los proyectos futuros de generación renovable futuros se hizo en la barra de 500 kV. Por otra parte, la conexión de todos los proyectos futuros de baterías se asignó a la barra de 200 kV. Adicionalmente, se debe considerar que la central eólica Pampa Fidelia tiene su punto de conexión aprobado en S/E Parinas 220 kV, sin embargo en la modelación efectuada en la base de datos de los archivos de respaldo del ITP la conexión de dicha unidad se encuentra en 500 kV.</p> <p>Por otra parte, la central eólica Nuevo Horizonte de 800 MW, de la empresa Colbún, ya se encuentra en proceso de Acceso Abierto con solicitud de punto de conexión al igual que la central híbrida PE Wayra (350 MW eólicos, 250 MW solares y 150 MW de BESS) que también solicitó punto de conexión. Ambos proyectos consideran para Acceso Abierto su punto de conexión en la S/E Parinas 220 kV. Estas centrales no se</p>	<p>Sección: "Anexo 1 Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2024" (Id-Obra:01-11).</p> <p>Se solicita considerar para el Informe Técnico Final a la central Pampa Fidelia conectándose en S/E Parinas 220 kV. Adicionalmente, se solicita agregar a la base de datos la central eólica Nuevo Horizonte (800 MW), con fecha de interconexión el 30 de noviembre de 2031, y la central híbrida PE Wayra (350 MW eólicos, 250 MW solar y 150 MW de BESS), con fecha de interconexión el 1 de agosto de 2028, en consideración que ambos proyectos han solicitado puntos de conexión en S/E Parinas 220 kV, considerando la ampliación de dicha subestación en la adjudicación de esa licitación en noviembre de 2024.</p> <p>De igual manera, se solicita para efectos del Informe Técnico Final cambiar la asignación de conexión de generación y baterías para nuevos proyectos entre las barras de 200 kV y 500 kV de la S/E Parinas, de forma de balancear la conexión en MW de nuevos proyectos en ambos niveles de tensión.</p> <p>Adicionalmente, se solicita verificar los montos necesarios de nuevos proyectos de generación, baterías y CSP necesarios para lograr un cierre total de unidades carboneras a los años 2030 o 2035, en atención a los resultados del documento "Estudio</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo a las observaciones y los análisis realizados, se incorporan las obras "Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)", de modo de abordar la problemática relevada.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>visualizan en la base de datos del ITP, por lo que se solicita que sean agregadas a dicha base, con fecha de interconexión el 01 de agosto de 2028 para central PE Wayra y 30 de noviembre de 2031 para central Nuevo Horizonte según la información proporcionada por sus desarrolladores respectivos.</p> <p>Es de relevancia indicar que según la información de solicitudes de acceso abierto en la web del Coordinador Eléctrico Nacional (https://accesoabierto.coordinador.cl/), los proyectos con puntos de conexión autorizado por el coordinador, tanto en la barra de 220 kV y de 500 kV, tiene una distribución porcentual de 52% y 48% aprox., considerando la capacidad de cada proyecto, respecto a su conexión a 220 kV o 500 kV respectivamente.</p> <p>Respecto a los supuestos sobre el calendario de cierre de unidades carboneras, cabe indicar que dentro de los EGTP utilizados para el ITP, todos los escenarios contemplan desistir de la generación a carbón ya sea al año 2030, 2035 o 2040, dependiente del escenario. En este respecto, los distintos planes de obras resultantes optimizan la inversión de proyectos de generación, baterías y CSP necesarios para una operación segura y económica del SEN. En los casos de los escenarios A y C que consideran el cese de la unidades carboneras para el año 2030, se tiene que la capacidad en baterías es del orden de 2,1 GW y 0,5 GW, respectivamente, adicionales a los 2 GW aprox. de proyectos en operación o en fase de construcción en la actualidad. De esta forma, de acuerdo a los resultados del ITP, la capacidad en baterías necesarias para un sistema sin unidades carboneras sería del orden de 4,1 GW a 2,5 GW aprox.</p> <p>Por otro lado, el informe del Coordinador Eléctrico Nacional, publicó en diciembre de 2024, el informe "Estudio de Confiabilidad SEN- Reporte de Operación sin Carbón al 2030". En la página #16, Tabla 5-3, se indica que para un escenario sin unidades carboneras, el sistema requiere de unos 5,5 GW de capacidad</p>	<p>de Confiabilidad SEN- Reporte de Operación sin Carbón al 2030", publicado en el marco del lanzamiento de la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, del Coordinador Eléctrico Nacional, actualización de diciembre de 2024, , donde se modelan los supuestos necesarios para un sistema sin operación de centrales carboneras al año 2030 manteniendo los niveles de suficiencia y seguridad en la operación del SEN.</p> <p>En atención a los resultados de los análisis anteriores, se solicita la incorporación en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2024 de la obra "Ampliación en la S/E Parinas (NTR ATAT)".</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>instalada en sistemas de almacenamiento, además de inversiones de 3,6 GW y 1,1 GW en unidades eólicas y solares, respectivamente.</p> <p>Comparando el ITP con el reporte del Coordinador Eléctrico Nacional antes señalado, parece evidenciarse una subestimación del requerimiento de sistemas de almacenamiento considerado en el ejercicio de planificación y optimización de la operación para garantizar una operación segura y económica considerando el cese de unidades carboneras al año 2030.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
23-03	Engie Energía Chile	No inclusión de la obra "Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Andes – Likanantai – Nueva Zaldívar".	<p>Dentro de los archivos de respaldo, en la carpeta "Otros Anexos/02 Obras Nacionales No Recomendadas", la planilla "Evaluación Económica General_Propuestas_ITP_Final.xlsx", en el rango Q730:W755, muestra el resultado de la reducción de costos operativos producto de la inclusión del nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Andes – Likanantai – Nueva Zaldívar.</p> <p>Según lo indicado en el Anexo I se señala que si bien la obra presenta beneficios positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, la obra resulta postergable al no entregar resultados económicos positivos desde el inicio de su entrada en operación.</p> <p>Al revisar el respaldo de las evaluaciones económicas, se evidencia que sólo en los escenarios A y B la obra no entrega resultados económicos positivos, en una magnitud de -1,2 millones USD. Específicamente, en el escenario B, sólo el primer año (2031) la obra no entrega resultados positivos, por una magnitud de -0,1 millones USD.</p> <p>Al respecto, es necesario evaluar la composición del parque de generación y sistemas de almacenamientos incluidos en cada EGTP y evaluar la conveniencia económica sistémica de esta obra, considerando la operación de la S/E Parinas con un cuarto auto transformador 220 kV/500 kV, cuya recomendación de inclusión en el ITP también fue efectuada por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>	<p>Sección: "Anexo 1 Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2024" (Id-Obra:01-12).</p> <p>Se solicita la revisión de la composición de los planes de obra incluidos en los EGTP y el análisis en conjunto, como obras condicionadas, del Sistema de Control de Flujos y la operación del cuarto auto transformador en la S/E Parinas.</p> <p>En atención a los resultados de los análisis anteriores, se solicita la incorporación en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2024 de la obra "Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Andes – Likanantai – Nueva Zaldívar".</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se modifica la distribución de los EGTP, considerando los antecedentes expuestos en las observaciones al ITP.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, en los análisis realizados en la zona de influencia del proyecto referido se identificaron mejores alternativas de diseño en el sistema, las que serán revisadas en el siguiente Proceso de Expansión con el objetivo de promover la solución oportuna de mayor eficiencia, cumpliendo lo establecido en el Artículo 87º de la LGSE.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
23-04	Engie Energía Chile	S/E Chacalito	<p>En atención a que la no recomendación de la obra en el ITP se fundamenta en que no existiría coherencia entre los plazos para la conexión oportuna del proyecto de generación y la entrada en operación de la obra propuesta. Se actualiza el cronograma de la nueva S/E Chacalito, a 48 meses, con una entrada en operación comercial en noviembre del 2030 (ver imagen adjunta). Por otra parte, el proyecto de generación planificado por Engie tiene una entrada en operación comercial proyectada para el primer trimestre del 2031, por lo que sí existe una concordancia en las fechas de conexión del proyecto de generación y la subestación propuesta.</p> <p>- Cronograma actualizado para la nueva S/E Chacalito:</p> <p>(Adjunta Carta Gantt)</p> <p>Adicionalmente, la zona presenta un gran interés por parte de otros desarrolladores. Esto queda en evidencia al comprobar que existen proyectos por un total de 512 MW (a enero de 2025) de potencia en proceso de Acceso Abierto, junto con alrededor de 400 MW de proyectos rechazados en Acceso Abierto dado que no existe disponibilidad de punto de conexión. Adicionalmente, hay que considerar que hay 45 MW de proyectos que ya se encuentran Declarados en Construcción de acuerdo a la última resolución de Diciembre-2024.</p>	<p>Sección: "Anexo 1 Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2024" (Id-Obra:19-06).</p> <p>En atención a la información adjunta del cronograma actualizado de la obra propuesta, se solicita revisar los resultados de los análisis para evaluar la incorporación en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2024 de la obra "Nueva S/E Chacalito 154 kV".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De lo indicado en la observación, es importante indicar que aquellas obras promovidas por necesidades de acceso abierto consideran el interés y los antecedentes presentados por promotores que, en conjunto, generan una señal de la oportunidad, ubicación y requerimiento de acuerdo a los plazos considerados para desarrollo de soluciones a través de los planes de expansión. En ese sentido, si bien las solicitudes de acceso abierto son un antecedente importante para definir los proyectos de expansión en general y se identifica una necesidad en la zona, también se hace relevante el interés expuesto por los desarrolladores de los proyectos de generación en las soluciones de transmisión requeridas, con la finalidad de identificar la oportunidad y definir lo más eficientemente posible su inclusión en los planes de expansión, considerando de igual forma el estado de desarrollo de los proyectos de transmisión decretados en la zona que habilitan la evacuación de la energía.</p> <p>En particular, para el proyecto referido en la observación, esta Comisión identifica las necesidades expuestas, las que serán revisadas en los siguientes procesos de planificación con el objetivo de identificar la oportunidad de incluir una solución integral en la zona.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-01	Collahuasi	<p>3.1.1 Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM);</p> <p>3.1.2 Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM);</p> <p>3.1.3 Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje; y</p> <p>3.2.1 Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV</p>	<p>La sección "8.1.1 Apoyo Zona Calama" indica que el objetivo del conjunto de obras propuestas es permitir la inyección de energía renovable identificada en la PELP y los EGPT, y generar un apoyo a la zona de Calama mejorando las condiciones de abastecimiento.</p> <p>De acuerdo con la figura 8-3 del ITP, dependiendo del EGPT se puede contar desde 150 a 1500 MW de generación eólica en la zona de Calama al 2033 (fecha PES del proyecto) y entre 1500 - 2500 MW de generación eólica post 2040.</p> <p>La zona de Calama, en particular, el nodo de Chuquicamata, ha sido identificado como un nodo de baja fortaleza de red en el cual se instalará un condensador síncrono el año 2027. Actualmente en la zona de Calama se encuentran proyectos ERV conectados por un valor aproximado de 400 MW de potencia instalada. Luego, el hecho de conectar generación ERV por más de 3 veces la potencia instalada actual implicará que la Fortaleza de Red en la zona de Calama se reduzca significativamente. En este sentido, también se debe evaluar la alta integración eólica esperada en la zona de Calama desde el punto de vista de la Fortaleza de Red del sistema.</p>	<p>Se solicita considerar en las evaluaciones aspectos de fortaleza de red en la zona de Calama.</p> <p>En el caso que se verifique que la integración eólica esperada en la zona requiere de obras adicionales que aportes Fortaleza de Red al sistema y que, producto de ello, el beneficio neto sea negativo, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM); - Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM) - Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje - Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV 	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La evaluación de aspectos relacionados con la fortaleza de red y la necesidad de infraestructura adicional, como compensación síncrona o refuerzos específicos para mejorar la estabilidad del sistema, debe realizarse en el contexto de estudios específicos de desempeño y estabilidad del sistema eléctrico. Actualmente, estos análisis se encuentran bajo la responsabilidad del Coordinador, de acuerdo con sus funciones y atribuciones.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión está revisando la posibilidad de incorporar modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), con el objetivo de garantizar condiciones adecuadas para la operación segura del sistema en escenarios con alta penetración de energías renovables. Este análisis forma parte del Plan Normativo 2025.</p> <p>Por lo tanto, las obras mencionadas en la observación se mantienen dentro del Plan de Expansión 2024, ya que fueron evaluadas conforme a la metodología vigente y alineadas con los requerimientos establecidos en el proceso de planificación de la transmisión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-02	Collahuasi	<p>3.1.1 Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM);</p> <p>3.1.2 Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM);</p> <p>3.1.3 Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje; y</p> <p>3.2.1 Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV</p>	<p>La sección "8.1.1 Apoyo Zona Calama" indica que el objetivo del conjunto de obras propuestas es permitir la inyección de energía renovable identificada en la PELP y los EGPT, y generar un apoyo a la zona de Calama mejorando las condiciones de abastecimiento.</p> <p>De acuerdo con la figura 8-3 del ITP, dependiendo del EGPT se puede contar desde 150 a 1500 MW de generación eólica en la zona de Calama al 2033 (fecha PES del proyecto) y entre 1500 - 2500 MW de generación eólica post 2040.</p> <p>Al revisar los perfiles eólicos considerados en las Bases de Datos del Informe Técnico Preliminar (01 Base para Simulaciones (OSE) > Base ITP 2024 > Dat > 2024 > SEN > Afl), en el caso de las centrales eólicas en la zona de Calama, se verifica que los días representativos considerados resultan en que, en promedio, la disponibilidad del recurso eólico alcanza 80 a 100% en horas de la madrugada (entre las 03:00 y las 08:00) y horas de la tarde (entre las 14:00 a 20:00).</p> <p>Si se contrasta esta información con los datos de operación real del sistema reportados por el Coordinador, es posible verificar que en horarios de madrugada (entre las 03:00 y las 08:00) el promedio de la disponibilidad del recurso eólico de las centrales en la zona de Calama no supera el 30% durante los meses de primavera, verano y otoño. El promedio sube entre 50 a 60% en invierno.</p> <p>Por lo tanto, el aporte de generación eólica en la zona de Calama que fue considerado en el ITP en horas de la madrugada estaría sobrestimado.</p>	<p>Se solicita ajustar la disponibilidad eólica considerada en la zona de Calama considerando como antecedente los registros de operación real de las centrales en la zona.</p> <p>En el caso que no se veifique un beneficio para el sistema, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM) - Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM) - Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje - Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV 	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo con lo señalado en el ITP, <i>"el objetivo del proyecto es permitir la inyección de energía renovable identificada en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) y en los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT) al Sistema Eléctrico Nacional, y generar un apoyo a la zona de Calama mejorando las condiciones de abastecimiento."</i></p> <p>De esta manera, se realiza una sensibilidad para analizar el peor escenario de generación, es decir, si la inyección contemplada en el EGPT no se conecta en la zona entre Nueva Chuquicamata y Calama. La sensibilidad muestra que el proyecto presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados bajo este contexto.</p> <p>Con todo lo anterior, los resultados y análisis muestran que el proyecto Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, Energizada en 220 kV y Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Miraje – Encuentro, debe incluirse en el presente plan de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-03	Collahuasi	3.2.7 Nueva S/E Cambrales	<p>La Nueva S/E La Calle secciona las líneas Charrúa - Hualqui y Charrúa - Santa María, a la altura del km 52 de la línea Charrúa - Santa María. De acuerdo con la sección "8.1.3 Apoyo Zona Concepción - Charrúa", el seccionamiento tiene por objetivo "generar un apoyo al abastecimiento da la zona de Concepción, permitir la conexión de nuevos proyectos, y aumentar los límites de transmisión entre la S/E Charrúa y S/E Hualqui, utilizando aproximadamente 53 km, entre S/E La Calle y S/E Charrúa, de la línea dedicada 2x220 kV Santa María – Charrúa de 770 MVA a 35°C con sol."</p> <p>Por su parte, en el caso de la Nueva S/E Cambrales, esta secciona a la línea Charrúa - La Calle - Santa María entre las S/E Charrúa y Nueva S/E La Calle, a la altura del km 25 del trazado desde Charrúa. De esta forma, la Nueva S/E Cambrales no contribuye a aumentar la capacidad de transferencias por el corredor Charrúa - La Calle. Aún más, en la sección "8.1.3 Apoyo Zona Concepción - Charrúa" se indica, respecto de la Nueva S/E Cambrales "La ubicación estimada de S/E Cambrales tiene como objetivo generar un nuevo punto de conexión para proyectos futuros, entre S/E La Calle y S/E Charrúa, teniendo a la vista el potencial de generación eólica identificado en la PELP, así como antecedentes de desarrolladores en la zona.". No se especifica cuales son los proyectos que es tan solciitnado acceso abierto o proyectos que tengan potencial de desarrollo en la zona.</p> <p>Por lo tanto, esta obra se promueve por el criterio de eficiencia operacional, lo cual desde el punto de vista metodológico no es correcto ya que la obra no contribuye a este propósito.</p>	<p>Se solicita re-evaluar esta obra considerando el criterio de Acceso Abierto.</p> <p>En caso que se verifique que las solicitudes de Acceso Abierto en la zona no son suficientes para promover la obra, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 la Nueva S/E Cambrales del Plan de Expansión año 2024.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se incluye la obra de acuerdo a los criterios de acceso abierto, destacando que, de manera conservadora, se incluirá el costo en las evaluaciones de eficiencia operacional para el análisis del proyecto "Apoyo Zona Concepción - Charrúa", toda vez que los nuevos puntos de conexión requieren una solución para la evacuación de la energía.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-04	Collahuasi	<p>3.1.7 Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea; y</p> <p>3.1.8 Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle</p>	<p>En la Figura 8-24 se indica que se esperan entre 2500 y 4000 MW de generación eólica en la zona Biobío costa al año 2035. Al revisar los proyectos ingresados al servicio de evaluación ambiental desde el año 2020 no se observa desarrollo de proyectos eólicos en la zona.</p> <p>Por lo tanto, el potencial de desarrollo de generación eólica presentado en las Tablas 8-51 a 8-54 está sobrestimado.</p>	<p>Se sugiere revisar y ajustar en caso que sea necesario el potencial beneficio de las obras promovidas considerando expectativas razonables de desarrollo de proyectos eólicos en la zona.</p> <p>En caso que no se verifique un beneficio para la operación económica, se solicita retirar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea - Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle 	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la planificación energética de largo plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022", emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma y de acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de Planificación y lo establecido en el capítulo 7 del presente Informe Técnico, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido y, a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras.</p> <p>En particular, para la zona referida se consideró el supuesto de conexión al punto de transmisión nacional más cercano, considerando la información descrita en la PELP, respetando las restricciones de límites de dichas instalaciones.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior y para efectos de ajustar las evaluaciones señaladas, se considera el crecimiento general de la zona solo hasta el año 2035 para el escenario D y hasta el 2033 para el resto de los escenarios.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-05	Collahuasi	<p>3.1.7 Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea; y</p> <p>3.1.8 Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle</p>	<p>La obra "3.1.7 Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea" considera la ampliación del tramo existente Hualqui - Lagunillas. Asimismo, la obra "3.1.8 Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle" considera el tendido de un segundo circuito entre las S/E Hualqui y Lagunillas, dejando la capacidad de transferencias entre Hualqui y Lagunillas en 700 MVA.</p> <p>Como se puede observar en la Figura 8-63, todo el potencial eólico se encuentra entre las S/E Charrúa y S/E Hualqui. Aún más, en la Figura 8-68 se observa que en el caso sin proyecto el tramo Hualqui - Lagunillas está congestionado, pero luego en la Figura 8-70 se observa que en el caso con proyecto el tramo que está congestionado pasa a ser Charrúa - Cambrales, esto porque todo el potencial eólico es conectado entre las S/E Charrúa y S/E Hualqui, y dado que se instala también la S/E La Calle, los flujos son exportados hacia Charrúa por las líneas Charrúa - Cambrales - La Calle y Charrúa - La Calle, tal como se observa en el diagrama simplificado de restricciones de la Figura 8-69.</p> <p>De esta forma, los tramos Hualqui - Lagunillas y Charrúa - Hualpén - Lagunillas quedan sub-utilizados.</p>	<p>Se sugiere acotar las obras promovidas de modo de eliminar el aumento de capacidad de flujo por los tramos entre las S/E Hualqui y S/E Lagunillas.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra fue evaluada y se corrobora el beneficio por eficiencia operacional en el tramo referido en la observación. Asimismo, se hace presente que las fechas de puesta en servicio consideran los plazos constructivos y la conveniencia de su licitación en conjunto, siendo ineficiente desde el punto de vista de su adjudicación y construcción un proceso de licitación por separado para cada una de estas obras.</p> <p>Por otro lado, al realizar el análisis de los costos operacionales, se constata un desempeño operacional complementario y superior cuando operan en conjunto, demostrándose la eficiencia de incluir todas las obras dentro de un único proyecto.</p> <p>En los anexos se incluyen los análisis para cada uno de los tramos relevantes del proyecto por separado.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-06	Collahuasi	3.1.4 Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	<p>Al revisar la figura 8-35, se verifica que para el caso base se está considerando una capacidad de flujo por el tramo Alto Jahuel - Lo Aguirre de 3000 MW. Al revisar el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2023 (https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/05/Informe-Final-ERST-2023.pdf), página 27, el límite de transferencias del tramo Alto Jahuel -> Lo Aguirre está definido por sus transformadores de corriente en 1663 MVA.</p> <p>Por lo tanto, la simulación de la operación económica debe considerar esta restricción, o bien, se debe considerar en las evaluaciones el costo de reemplazo de los TTCC de la línea Alto Jahuel -> Lo Aguirre. En este último caso, se debe considerar que el límite térmico de los conductores de la línea Alto Jahuel -> Lo Aguirre según los Anexos del ERST 2023 es de 1800 MVA por circuito en una condición de 25°C con sol.</p> <p>Adicionalmente, se solicita aclarar si fueron consideradas alternativas de capacidad del equipo de compensación reactiva y también la opción de instalación en el nivel de tensión de 220 kV.</p>	<p>Se sugiere revisar el potencial beneficio del STATCOM en Polpaico considerando las actuales capacidades de la línea Alto Jahuel - Lo Aguirre y distintas alternativas de capacidad y de nivel de tensión.</p> <p>En caso que no se verifique un beneficio para la operación económica, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 la obra Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT).</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Es importante relevar que existe la obra "Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y ampliación en SE Lo Aguirre", del Decreto Exento N° 198 del Ministerio de Energía, cuya puesta en servicio se espera sea anterior a la estimada para el proyecto promovido.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-07	Collahuasi	<p>3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos;</p> <p>3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM); y</p> <p>3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)</p>	<p>En la sección "3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos" del informe se indica al describir la obra: "el proyecto considera la construcción de las correspondientes estaciones convertidoras en los extremos del nuevo sistema HVDC, las cuales deberán instalarse dentro de un radio de 10 km respecto de las subestaciones Seccionadora Lo Aguirre y Entre Ríos, junto con todo el equipamiento e instalaciones necesarios para su correcto funcionamiento, incluyendo los montos de compensación o soluciones tecnológicas necesarias, considerando condiciones de inercia, cortocircuito, u otro, según defina el Coordinador Eléctrico Nacional en las respectivas bases de licitación, para efectos de cumplir adecuadamente con los requerimientos de este proyecto y la normativa vigente."</p> <p>Al respecto, se debe tener en consideración que no se han evaluado los niveles de cortocircuito en la S/E Lo Aguirre en el año de puesta en servicio de esta obra. Tomando como referencia la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, las bases de licitación exigen una razón efectiva de cortocircuito mínima de 2.5 en ambos puntos de conexión (en S/E Kimal y S/E Lo Aguirre). En el caso de la S/E Kimal, ha sido necesario la licitación de nueva infraestructura de SSCC para garantizar un nivel de cortocircuito suficiente, y además se prevee en el "Estudio de Confiabilidad del SEN - Reporte de Operación sin Carbón al 2030" publicado por el Coordinador una necesidad de 1000 MVA de condensadores síncronos adicionales a los ya licitados al 2030.</p> <p>Otro aspecto que se debe tener en consideración es que uno de los puntos de conexión del Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos ya contaría con un sistema HVDC conectado en S/E Lo Aguirre al momento de la puesta en servicio. De acuerdo al documento cigré N°364 de 2008 "SYSTEMS WITH MULTIPLE DC INFEED" (https://www.e-cigre.org/publications/detail/364-systems-with-multiple-dc-infeed.html), los sistemas con múltiples polos HVDC conectados en un mismo</p>	<p>Se solicita cuantificar la infraestructura necesaria para asegurar el correcto funcionamiento del nuevo sistema HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos y luego, considerar su valor económico en las evaluaciones realizadas para promover la línea HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos.</p> <p>En caso que se verifique que no se presentan beneficios económicos, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos - Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) - Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) 	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los costos y evaluaciones presentadas por esta Comisión en el ITP consideran como base aquellas soluciones tecnológicas necesarias para el correcto funcionamiento del enlace HVDC.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se releva que las evaluaciones presentadas en el ITF consideran de igual forma las soluciones referidas, pudiendo contener diferencias debido a modificaciones a consecuencia de otras observaciones realizadas al ITP.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>nodo o nodos cercanos deben considerar el efecto de las interacciones entre los distintos sistemas HVDC para el cálculo de la razón efectiva de cortocircuito. En este sentido, como ambas líneas son de 3000 MW de capacidad y se conectan ambas en Lo Aguirre, para asegurar el funcionamiento adecuado de los sistemas se podría requerir hasta el doble de potencia de cortocircuito en S/E Lo Aguirre con respecto de la potencia de cortocircuito que se requiere en S/E Kimal o S/E Entre Ríos.</p> <p>De este modo, la infraestructura necesaria para asegurar esta razón efectiva de cortocircuito debe ser analizada, cuantificada, e incorporada en las evaluaciones económicas realizadas por la CNE para promover la obra.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-08	Collahuasi	<p>3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos;</p> <p>3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM); y</p> <p>3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)</p>	<p>En la evaluación económica de la obra realizada en la sección "8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur" se asume un desarrollo eólico en la zona al sur de Temuco. Para que ese desarrollo eólico se pueda producir se requiere como condición habilitante las líneas Entre Ríos - Digueños 500 kV y Digueños - Nueva Pichirropulli 500 kV, obras que fueron definidas inicialmente en el Plan de Expansión 2017 y que aún no finalizan su estudio de franja. Aún más, en la sección 5.3 del presente informe se proponen modificaciones al Decreto 58/2024 indicando como justificación: "[...] la justificación para esta modificación en los condicionamientos radica en que facilitará que el estudio de franjas de las LT 2x500 kV Entre Ríos – Digueños y LT 2x500 kV Digueños – Nueva Pichirropulli se pueda desarrollar de forma independiente." Recién finalizado el estudio de franjas, la obra se debe licitar.</p> <p>Dado el tiempo que ha transcurrido entre la definición de la línea (y sus costos de inversión) y la eventual licitación, es probable que los valores referenciales definidos sean insuficientes para su materialización, sobre todo teniendo en consideración las dificultades sociales y de seguridad en parte importante de la zona por donde transcurre la línea Entre Ríos - Nueva Pichirropulli. Desde el año 2019 a la fecha, dado los problemas de seguridad en la zona, han ingresado al Servicio de Evaluación Ambiental 1869 MW de proyectos eólicos y 445 MW de proyectos solares en la zona desde la región de la Araucanía hacia el sur.</p> <p>Luego, no se tiene certeza de cuándo se podría contar con infraestructura habilitante para el eventual desarrollo de un polo eólico en escala al sur de Temuco. Si la infraestructura no se desarrolla como ha sido supuesta en el estudio, la evaluación económica requiere ser revisada.</p>	<p>Se solicita re-evaluar la obra considerando antecedentes concretos de expectativas de desarrollo eólico al sur de Temuco, así como también revisar las expectativas de desarrollo del sistema de 500 kV de Entre Ríos hacia el sur.</p> <p>En caso que se verifique que no se presentan beneficios económicos, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos - Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) - Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) 	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la PELP que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022", emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido y, a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras, de acuerdo a lo indicado en el capítulo 7 del informe.</p> <p>En particular, para las líneas referidas de 500 kV de Entre Ríos al sur, las fechas de puesta en servicio consideran como base una proyección conservadora del desarrollo del estudio de franjas, por lo que cada uno de los EGPT tuvo a la vista este supuesto en su desarrollo, así como cada una de las evaluaciones realizadas para los proyectos referidos.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-09	Collahuasi	<p>3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos;</p> <p>3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM); y</p> <p>3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)</p>	<p>A pesar de las consideraciones optimistas consideradas por la CNE que fueron revisadas en las observaciones anteriores relacionadas al nuevo sistema HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos, en las tablas 8-33 y 8-34, donde se presenta la evaluación económica del sistema HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos, se observa que la evaluación de la obra presenta beneficio negativo en dos de los tres escenarios evaluados en los primeros dos años. En un escenario (Escenario A) de menor desarrollo eólico (aunque optimista en el contexto nacional), la obra tiene beneficio negativo hasta el año 2040 - 2041.</p>	<p>Se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos - Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) - Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) 	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto de los resultados mencionados, cabe destacar que los casos tratados como sensibilidades fueron utilizados para identificar tendencias en conjunto con otras obras de transmisión promovidas en el ITP, considerando además condiciones conservadoras de costos de adjudicación por sobre los valores referenciales. Esto se realizó bajo distintos escenarios de demanda según la composición descrita en la PELP, por lo que simulaciones adicionales con niveles de demanda similares serían redundantes para este propósito.</p> <p>Asimismo, se destaca que el beneficio en los primeros años es sensible a eventuales retrasos en la ejecución del proyecto; sin embargo, aun considerando los valores negativos señalados, se obtiene un beneficio neto positivo, lo que respalda la necesidad de la obra dentro del sistema y descarta una persistencia de costos superiores a los beneficios en los años siguientes.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, en el capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica" del ITF, conforme a lo señalado en el reglamento, se incluye el detalle anual de las evaluaciones realizadas, considerando las modificaciones derivadas de otras observaciones sin afectar el cumplimiento de los criterios para la incorporación de las obras en el presente proceso de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-10	Collahuasi	<p>3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos;</p> <p>3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM); y</p> <p>3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)</p>	<p>La evaluación presentada en la sección "8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur" considera los escenarios A, B y C. En esos escenarios, según se presenta en la figura 8-23, se asume más de 1000 MW eólicos en la zona troncal costera entre el año 2028 y 2032. Para el desarrollo de dicha capacidad se requiere del desarrollo de la línea Itahue - Hualqui de 485 MVA, que al año 2025 tiene rechazado su estudio de impacto ambiental. Adicionalmente, según se observa en el sistema de evaluación de impacto ambiental, actualmente se tienen alrededor de 1388 MW de proyectos eólicos en desarrollo en la zona.</p> <p>Dado que es probable que se presenten retrasos en la materialización de la línea Itahue - Hualqui, y la escala actual de proyectos eólicos en la zona es de 1388 MW, el presente Informe Técnico del Plan de Expansión está asumiendo no sólo que la obra de transmisión se desarrolla en los plazos indicados, sino también que el 72% de los proyectos eólicos se van a desarrollar en el periodo, lo que parece un supuesto optimista en todos los casos evaluados.</p>	<p>Dado que los tres casos evaluados asumen un desarrollo en escala y oportuno del troncal costero y no se asume en ningún caso un menor desarrollo eólico o retrasos, se sugiere complementar la evaluación con escenarios menos correlacionados.</p> <p>En el caso que se verifique en los nuevos escenarios evaluados que la obra no presenta un beneficio para el sistema, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos - Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) - Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) 	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la PELP que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022", emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido y, a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras, de acuerdo a lo indicado en el capítulo 7 del informe.</p> <p>Finalmente, es importante señalar que el desarrollo del enlace HVDC requiere plazos significativamente mayores en comparación con las obras mencionadas en la observación. En este sentido, tanto el presente plan de expansión como los futuros deberán abordar de manera oportuna las necesidades del sistema, asegurando que su implementación se realice de forma eficiente.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-11	Collahuasi	<p>3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos;</p> <p>3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM); y</p> <p>3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)</p>	<p>Según se indica en las figuras 8-24 y 8-25, en los escenarios A, B y C se asume el desarrollo de 2000 a 5000 MW en las zonas Charrúa - Concepción y Charrúa - Mulchén. La zona de Mulchén actualmente tiene una capacidad instalada eólica de 1388 MW y ya evidencia ciertos desafíos sociales producto del desarrollo de infraestructura eólica. En el Informe Técnico del Plan de Expansión no se presenta como, desde el punto de vista social - ambiental, se podrán desarrollar entre 2000 a 5000 MW eólicos en la zona.</p> <p>De hecho, el escenario B implica el desarrollo de 4000 MW eólicos en la zona en solo dos años. Hasta el momento en Chile se han instalado solo hasta 900 MW en un año. En este sentido, no quedan claras las consideraciones que asume la CNE para viabilizar la instalación de 4000 MW en la zona en solo dos años. El escenario B es el único que presenta beneficio positivo en el periodo evaluado.</p> <p>En vista de los antecedentes presentados, se observa que las consideraciones de la evaluación son optimistas y no existe evidencia de que se puedan materializar de manera razonable.</p>	<p>Se solicita ajustar las condiciones de expansión de generación eólica consideradas en los escenarios A, B y C teniendo en consideración las restricciones observadas en los antecedentes presentados.</p> <p>Si al re-evaluar las obras se verifica que no se presenta un beneficio para el sistema, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos - Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) - Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) 	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la PELP que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022", emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido y, a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras, de acuerdo a lo indicado en el capítulo 7 del informe.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-12	Collahuasi	<p>3.2.3 Nueva S/E Tiquel 500/220 kV y nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu;</p> <p>3.2.4 Nueva Línea 2x220 kV Tiquel - Las Delicias; y</p> <p>3.2.5 Nueva S/E Tiuquilemu 500 kV</p>	<p>Se pretende construir una S/E Seccionadora en uno de los circuitos de la Línea Ancoa - Entre Ríos para conectar el proyecto "Nueva línea 2x500 kV Tiuquilemu - Tiquel" de 2300 MVA de capacidad.</p> <p>De acuerdo al Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2023 (ERST 2023) publicado por el Coordinador, la capacidad máxima de transferencias de ambos circuitos de la línea Ancoa - Entre Ríos está limitada a 1326 - 1387 MVA en operación normal (página 153 del ERST 2023) por problemas de regulación de tensión.</p> <p>Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:</p> <p>1. No existe capacidad suficiente en el circuito Ancoa - Entre Ríos C1 para evacuar 2300 MVA, por lo que el proyecto está sobredimensionado. En caso que el proyecto considere que el límite de la línea Ancoa - Entre Ríos es igual a su capacidad térmica (2100 MVA), es necesario verificar qué inversiones adicionales requiere el sistema para que esta condición se cumpla, y se debe incorporar en la evaluación económica asociada al proyecto Tiuquilemu - Tiquel.</p> <p>2. Dado que el sistema se opera con criterio N-1, aún solucionando los problemas de regulación de tensión indicados en 1, se requiere seccionar ambos circuitos de la línea para contar con una capacidad de exportación de 2100 MVA por la línea Ancoa - Entre Ríos. Por lo tanto, se requerirían 2 subestaciones seccionadoras en las cercanías de Tiuquilemu, o bien, modificar el trazado de la línea. Esto debido a que a esa altura los C1 y C2 de la línea Ancoa - Entre Ríos se encuentran separados por una distancia de 13 km aproximadamente. El proyecto de subestación seccionadora de la línea Entre Ríos - Ancoa debe considerar ambos circuitos de la línea.</p>	<p>Se sugiere re-evaluar el proyecto considerando las observaciones planteadas. En caso de verificar que el proyecto no es económicamente factible, Se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nueva S/E Tiquel 500/220 kV y nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu - Nueva Línea 2x220 kV Tiquel - Las Delicias - Nueva S/E Tiuquilemu 500 kV 	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Se destaca que, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 87º de la Ley, literal d), y el Reglamento de Planificación, se han considerado aquellas alternativas que generan holguras y mejores condiciones para la definición de franjas y la competencia en el proceso de licitación.</p> <p>Asimismo, es importante señalar que todos los modelos utilizados para identificar los beneficios operacionales consideran los límites en todos los puntos del sistema nacional en análisis. Por lo tanto, los límites N-1 se han cumplido en todas las condiciones, conforme a lo descrito en los capítulos 7 y 8 del ITP y sus anexos.</p> <p>Por otro lado, el dimensionamiento de las obras responde al manejo de la incertidumbre a largo plazo, dado que las condiciones futuras podrían requerir el seccionamiento de más circuitos del sistema de 500 kV u otras alternativas, para lo cual la capacidad definida resulta idónea. Además, se han considerado diseños estandarizados en el sistema, en concordancia con los proyectos propuestos y desarrollados en el mismo.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-13	Collahuasi	3.2.3 Nueva S/E Tiquel 500/220 kV y nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu	<p>Respecto de la Nueva S/E Tiquel 500/220 kV y nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu, se indica:</p> <p>"El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Tiquel, con patios en 500 kV y 220 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de dos bancos de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA de capacidad cada uno, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), unidad monofásica de reserva con conexión automática y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión." El V.I. referencial del proyecto es de 125,1 MMUSD. El objetivo de la obra surge de la necesidad de habilitar nueva infraestructura de transmisión para el desarrollo de generación eólica en la zona costera de las regiones del Maule y Ñuble.</p> <p>En la sección "8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur" se verifica que el propósito del sistema de 2x500 kV Tiuquilemu - Tiquel y 2x220 kV Tiquel - Las Delicias es funcionar como enlace directo al sistema de 500 kV con el propósito de evacuar la energía que provenga del potencial de generación eólica que se ubica en la zona ñuble / maule costera.</p> <p>Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El Corredor Hualqui - Itahue hasta el momento no cuenta con aprobación ambiental, es decir se encuentra retrasado. El retraso de dicha obra reduce las expectativas de desarrollar generación en la zona costa Ñuble / Maule a la fecha de PES de las obras propuestas. 2. En la zona costa Ñuble / Maule se observan 3 proyectos en escala en el sistema de calificación ambiental: Parque Eólico Loncualhue (en calificación, fecha de ingreso noviembre de 2024), Carolina Solar (en calificación, fecha de ingreso febrero de 2024), Parque eólico Culenco (aprobado). Dado el estado desarrollo de los proyectos de generación y el estado de desarrollo de los proyectos, se puede asumir que la 	<p>En atención a las observaciones realizadas, considerando que el sistema actualmente cuenta con capacidad para evacuar la energía de proyectos que han manifestado su interés de conexión en la zona, y que no se ha definido un polo de desarrollo en la zona costa ñuble / maule, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 la obra Nueva S/E Tiquel 500/220 kV y nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con lo establecido en la LGSE, en sus artículos 83º a 86º, y en el Decreto N°134 de octubre de 2016, que aprueba el Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo, "El proceso de planificación energética deberá incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética y, en particular, eléctrica, considerando la identificación de polos de desarrollo de generación...". En este contexto, corresponde al Ministerio de Energía definir los Polos de Desarrollo dentro del proceso PELP.</p> <p>Por otro lado, según lo dispuesto en el artículo 87º de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión debe considerar, en el proceso de planificación de la transmisión, la planificación energética de largo plazo (PELP) desarrollada por el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En virtud de lo anterior, esta Comisión ha tomado en cuenta el Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, período 2018-2022, emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía, cuyo propósito es actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de fecha 9 de marzo de 2018.</p> <p>De acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de Planificación, así como en el capítulo 7 del presente Informe Técnico, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP. Para ello, se considera la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de los Sistemas de Almacenamiento de Energía a lo largo de todo el horizonte de análisis. Estos datos se ajustan a la proyección de demanda de energía eléctrica utilizada en el Proceso de Planificación de la Transmisión, actualizando tanto el parque generador en construcción y comprometido como la fecha de puesta en servicio de las futuras obras de transmisión.</p> <p>En cuanto a las observaciones presentadas, es importante destacar que las evaluaciones realizadas cumplen con lo establecido en los capítulos 7.4.6 y 7.4.9 del Informe Técnico. Además de los antecedentes previamente mencionados, se ha considerado la capacidad disponible del sistema. Por lo tanto, si dicha capacidad fuese suficiente para suplir las necesidades identificadas, la obra evaluada presentaría un desempeño negativo en su evaluación.</p> <p>Asimismo, esta Comisión ha tenido en cuenta los antecedentes relativos a los retrasos en las líneas de 220 kV entre S/E Hualqui y S/E Itahue, proponiendo</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>línea Itahue - Hualqui tiene capacidad disponible para evacuar generación que se podría desarrollar en la zona, dado que tanto los proyectos de generación como de transmisión no se han materializado.</p> <p>3. Si se estima que hay un polo de desarrollo de generación en la zona costera que implique el desarrollo de una línea de 2300 MVA, su tratamiento debería estar asociado a expansión de polos de desarrollo acorde a la normativa vigente. Por el momento no se identifica un polo de desarrollo de esa escala en la zona costa del Maule / Ñuble.</p>		<p>una solución que puede desarrollarse en paralelo a dichas obras, con la única excepción de la línea 2x220 kV Tiquel - Las Delicias.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-14	Collahuasi	3.2.4 Nueva Línea 2x220 kV Tiquel - Las Delicias	<p>Respecto de la Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, se indica:</p> <p>"El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 220 kV y, al menos, 1.000 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Tiquel y la subestación Las Delicias, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada." El V.I. referencial del proyecto es de 41,4 MMUSD. El objetivo de la obra surge de la necesidad de habilitar nueva infraestructura de transmisión para el desarrollo de generación eólica en la zona costera de las regiones del Maule y Ñuble.</p> <p>En la sección "8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur" se verifica que el propósito del sistema de 2x500 kV Tiuquilemu - Tiquel y 2x220 kV Tiquel - Las Delicias es funcionar como enlace directo al sistema de 500 kV con el propósito de evacuar la energía que provenga del potencial de generación eólica que se ubica en la zona ñuble / maule costera.</p> <p>Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El Corredor Hualqui - Itahue hasta el momento no cuenta con aprobación ambiental, por lo que se encuentra retrasado. I, es decir se encuentra retrasado. El retraso de dicha obra reduce las expectativas de desarrollar generación en la zona costa Ñuble / Maule a la fecha de PES de las obras propuestas. 2. En la zona costa Ñuble / Maule se observan 3 proyectos en escala en el sistema de calificación ambiental: Parque Eólico Loncualhue (en calificación, fecha de ingreso noviembre de 2024), Carolina Solar (en calificación, fecha de ingreso febrero de 2024), Parque eólico Culenco (aprobado). Dado el estado desarrollo de los proyectos de generación y el estado de desarrollo de los proyectos, se puede asumir que la línea Itahue - Hualqui tiene capacidad disponible para 	<p>En atención a las observaciones realizadas, considerando que el sistema actualmente cuenta con capacidad para evacuar la energía de proyectos que han manifestado su interés de conexión en la zona, y que no se ha definido un polo de desarrollo en la zona costa ñuble / maule, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 la obra Nueva Línea 2x220 kV Tiquel - Las Delicias.</p>	<p>Ver observación 24-13.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>evacuar generación que se podría desarrollar en la zona, dado que tanto los proyectos de generación como de transmisión no se han materializado.</p> <p>3. Si se estima que hay un polo de desarrollo de generación en la zona costera que implique el desarrollo de una línea de 2300 MVA, su tratamiento debería estar asociado a expansión de polos de desarrollo acorde a la normativa vigente. Por el momento no se identifica un polo de desarrollo de esa escala en la zona costa del Maule / Ñuble.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
24-15	Collahuasi	3.2.5 Nueva S/E Tuquilemu	<p>Respecto de la S/E Tiuquilemu, se indica:</p> <p>"El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Tiuquilemu, mediante el seccionamiento del circuito N°1 de la línea 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos, con sus respectivos paños de línea y un patio de 500 kV en configuración interruptor y medio." El V.I. referencial del proyecto es de 24,6 MMUSD. El objetivo de la obra surge de la necesidad de habilitar nueva infraestructura de transmisión para el desarrollo de generación eólica en la zona costera de las regiones del Maule y Ñuble.</p> <p>En la sección "8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur" se verifica que el propósito del sistema de 2x500 kV Tiuquilemu - Tiquel y 2x220 kV Tiquel - Las Delicias es funcionar como enlace directo al sistema de 500 kV con el propósito de evacuar la energía que provenga del potencial de generación eólica que se ubica en la zona ñuble / maule costera.</p> <p>Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El Corredor Hualqui - Itahue hasta el momento no cuenta con aprobación ambiental, I, es decir se encuentra retrasado. El retraso de dicha obra reduce las expectativas de desarrollar generación en la zona costa Ñuble / Maule a la fecha de PES de las obras propuestas. 2. En la zona costa Ñuble / Maule se observan 3 proyectos en escala en el sistema de calificación ambiental: Parque Eólico Loncualhue (en calificación, fecha de ingreso noviembre de 2024), Carolina Solar (en calificación, fecha de ingreso febrero de 2024), Parque eólico Culenco (aprobado). Dado el estado de desarrollo de los proyectos de generación y el estado de desarrollo de los proyectos, se puede asumir que la línea Itahue - Hualqui tiene capacidad disponible para evacuar generación que se podría desarrollar en la zona, dado que tanto los proyectos de generación como de transmisión no se han materializado. 	<p>En atención a las observaciones realizadas, considerando que el sistema actualmente cuenta con capacidad para evacuar la energía de proyectos que han manifestado su interés de conexión en la zona, y que no se ha definido un polo de desarrollo en la zona costa ñuble / maule, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 la obra Nueva S/E Tuquilemu.</p>	<p>Ver observación 24-13.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>3. Si se estima que hay un polo de desarrollo de generación en la zona costera que implique el desarrollo de una línea de 2300 MVA, su tratamiento debería estar asociado a expansión de polos de desarrollo acorde a la normativa vigente. Por el momento no se identifica un polo de desarrollo de esa escala en la zona costa del Maule / Ñuble.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
25-01	BHP	3.1.1 Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM);3.1.2 Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM);3.1.3 Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje; y3.2.1 Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV3.1.7 Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea; y 3.1.8 Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle	Las ampliaciones y nuevas infraestructuras propuestas, que se justificarían por un aumento considerable en la generación de energía renovable en la zona aledaña a Calama y en la región del Biobio, respectivamente, no tendrían una buena perspectiva. En la zona de Calama explicado por que actualmente la zona de Calama, con el volumen de energía renovable conectada no es una zona particularmente robusta, por lo cual, considerar un aumento significativo de estas fuentes de generación, solo afectarían de mayor manera a la seguridad de sistema en esta parte de la red. Por otra parte, en la zona del Biobio, no se vislumbran tantos proyectos en desarrollo y/o ejecución, que justifiquen dichas obras.	Se sugiere revisar las proyecciones de generación de fuentes renovables en ambas zonas, revisar la fortaleza del sistema y en caso de validar la observación, eliminar las instalaciones mencionadas.	Ver respuesta a observación 24-01.
25-02	BHP	3.1.4 Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT);	La Comisión no ha demostrado que el proyecto produzca beneficios netos positivos durante el año 2033. Tampoco ha incorporado en el período de evaluación los años 2031 y 2032. Adicionalmente de acuerdo a las tablas presentadas, solo a partir del año 2034 el proyecto entregaría beneficios netos al sistema, sin embargo la evaluación de alternativas y de escenarios y la presentación de resultados tiene algunas deficiencias. En relación a lo anterior, pareciera ser, por la información entregada, que su inclusión podría posponerse para procesos de expansión posteriores.	Se solicita eliminar esta obra del presente plan de expansión, a fin de optimizar la instalación de infraestructura.	Ver respuesta a observación 19-03.
25-03	BHP	3.2.3 Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu	En función de la información dispuesta en el informe, no se demuestra que el proyecto produzca beneficios netos positivos en más del 50% de los cinco escenarios energéticos. Tampoco se producirían beneficios netos positivos en más del 50% de los cinco escenarios energéticos durante el primer año de operación. Esto último ha sido ratificado por el Panel de Expertos en el análisis de numerosas obras (Dictámenes 02-2020, 07-2021 y 39-2023).	Se solicita eliminar estas obras del presente plan de expansión.	No se acoge la observación. Las obras descritas fueron analizadas de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, identificándose un desempeño positivo en los 5 EGPT y con tendencias positivas en los primeros años, cumpliéndose los criterios para ser incluidos en el presente plan de expansión.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
25-04	BHP	3.2.2 Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos 3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV 3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV	A nuestro parecer, de acuerdo a inconsistencias en los resultados presentados en el informe, los cuales no están bien reflejados en las tablas, estas obras no estarían siendo bien evaluadas tampoco se están incluyendo todos los escenarios de acuerdo a lo indicado en el Reglamento, y, a nuestro entender, la metodología no se ajusta a los Dictámenes 02-2020, 07-2021 y 39-2023. Adicionalmente no se demuestra que el proyecto produzca beneficios netos positivos en más del 50% de los cinco escenarios energéticos el primer año de operación, por lo que en favor de tener un sistema de transmisión óptimo, en el mejor de los casos, se debería posponer la evaluación de estas obras, en procesos de expansión futuros.	Se solicita eliminar estas obras del presente plan de expansión.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Todos los resultados utilizados por esta Comisión se realizaron de acuerdo a la metodología descrita en el Reglamento de Planificación y en el informe técnico.</p> <p>Por otro lado, es relevante señalar que el beneficio en los primeros años puede verse afectado por eventuales retrasos en la ejecución del proyecto. No obstante, incluso considerando los valores negativos mencionados, el balance global sigue reflejando un beneficio neto positivo, lo que reafirma la necesidad de la obra en el sistema y descarta una persistencia de costos superiores a los beneficios en los años siguientes.</p> <p>Adicionalmente, en el capítulo "Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica" del ITF, conforme a lo establecido en el reglamento, se presenta el detalle anual de las evaluaciones realizadas. Dichos resultados han sido ajustados en consideración a modificaciones derivadas de otras observaciones, sin que esto afecte el cumplimiento de los criterios que justifican la incorporación de las obras en el presente plan de expansión.</p>
25-05	BHP	8.3.1 NUEVA S/E PALCA	En relación a esta subestación, la que se fundamenta en la carta del alcalde de la comuna de Camarones, el Sr. Cristian Javier Zavala Soto, observamos que la CNE no entrega los antecedentes necesarios respecto de la carencia energética mencionada en el informe, sin incluir la evaluación de soluciones alternativas a la presente, las cuales podrían suponer un menor costo para el sistema por ejemplo, suministrar la demanda a través de las SS/EE Arica o Pozo Almonte.	Se solicita entregar antecedentes concretos la obra "NUEVA S/E PALCA" que justifiquen su inclusión por el criterio de Abastecimiento de la Demanda, validando que es la mejor opción, en caso contrario se solicita eliminar del plan de expansión.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En vista a lo observado, se incorporan en el ITF 2024 mayores antecedentes que permiten justificar técnicamente la obra de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-01	Consejo Minero	<p>3.1.1 Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM);</p> <p>3.1.2 Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM);</p> <p>3.1.3 Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje; y</p> <p>3.2.1 Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV</p>	<p>La sección "8.1.1 Apoyo Zona Calama" indica que el objetivo del conjunto de obras propuestas es permitir la inyección de energía renovable identificada en la PELP y los EGPT, y generar un apoyo a la zona de Calama mejorando las condiciones de abastecimiento.</p> <p>De acuerdo con la figura 8-3 del ITP, dependiendo del EGPT se puede contar desde 150 a 1500 MW de generación eólica en la zona de Calama al 2033 (fecha PES del proyecto) y entre 1500 - 2500 MW de generación eólica post 2040.</p> <p>La zona de Calama, en particular, el nodo de Chuquicamata, ha sido identificado como un nodo de baja fortaleza de red en el cual se instalará un condensador síncrono el año 2027. Actualmente en la zona de Calama se encuentran proyectos ERV conectados por un valor aproximado de 400 MW de potencia instalada. Luego, el hecho de conectar generación ERV por más de 3 veces la potencia instalada actual implicará que la Fortaleza de Red en la zona de Calama se reduzca significativamente. En este sentido, también se debe evaluar la alta integración eólica esperada en la zona de Calama desde el punto de vista de la Fortaleza de Red del sistema.</p>	<p>Se solicita considerar en las evaluaciones aspectos de fortaleza de red en la zona de Calama.</p> <p>En el caso que se verifique que la integración eólica esperada en la zona requiere de obras adicionales que aportes Fortaleza de Red al sistema y que, producto de ello, el beneficio neto sea negativo, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM); - Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM) - Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje - Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV 	Ver respuesta a observación 25-01.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-02	Consejo Minero	<p>3.1.1 Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM);</p> <p>3.1.2 Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM);</p> <p>3.1.3 Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje; y</p> <p>3.2.1 Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV</p>	<p>La sección "8.1.1 Apoyo Zona Calama" indica que el objetivo del conjunto de obras propuestas es permitir la inyección de energía renovable identificada en la PELP y los EGPT, y generar un apoyo a la zona de Calama mejorando las condiciones de abastecimiento.</p> <p>De acuerdo con la figura 8-3 del ITP, dependiendo del EGPT se puede contar desde 150 a 1500 MW de generación eólica en la zona de Calama al 2033 (fecha PES del proyecto) y entre 1500 - 2500 MW de generación eólica post 2040.</p> <p>Al revisar los perfiles eólicos considerados en las Bases de Datos del Informe Técnico Preliminar (01 Base para Simulaciones (OSE) > Base ITP 2024 > Dat > 2024 > SEN > Afl), en el caso de las centrales eólicas en la zona de Calama, se verifica que los días representativos considerados resultan en que, en promedio, la disponibilidad del recurso eólico alcanza 80 a 100% en horas de la madrugada (entre las 03:00 y las 08:00) y horas de la tarde (entre las 14:00 a 20:00).</p> <p>Si se contrasta esta información con los datos de operación real del sistema reportados por el Coordinador, es posible verificar que en horarios de madrugada (entre las 03:00 y las 08:00) el promedio de la disponibilidad del recurso eólico de las centrales en la zona de Calama no supera el 30% durante los meses de primavera, verano y otoño. El promedio sube entre 50 a 60% en invierno.</p> <p>Por lo tanto, el aporte de generación eólica en la zona de Calama que fue considerado en el ITP en horas de la madrugada estaría sobrestimado.</p>	<p>Se solicita ajustar la disponibilidad eólica considerada en la zona de Calama considerando como antecedente los registros de operación real de las centrales en la zona.</p> <p>En el caso que no se veifique un beneficio para el sistema, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM) - Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM) - Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje - Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV 	Ver respuesta a observación 25-02.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-03	Consejo Minero	3.2.7 Nueva S/E Cambrales	<p>La Nueva S/E La Calle secciona las líneas Charrúa - Hualqui y Charrúa - Santa María, a la altura del km 52 de la línea Charrúa - Santa María. De acuerdo con la sección "8.1.3 Apoyo Zona Concepción - Charrúa", el seccionamiento tiene por objetivo "generar un apoyo al abastecimiento da la zona de Concepción, permitir la conexión de nuevos proyectos, y aumentar los límites de transmisión entre la S/E Charrúa y S/E Hualqui, utilizando aproximadamente 53 km, entre S/E La Calle y S/E Charrúa, de la línea dedicada 2x220 kV Santa María – Charrúa de 770 MVA a 35°C con sol."</p> <p>Por su parte, en el caso de la Nueva S/E Cambrales, esta secciona a la línea Charrúa - La Calle - Santa María entre las S/E Charrúa y Nueva S/E La Calle, a la altura del km 25 del trazado desde Charrúa. De esta forma, la Nueva S/E Cambrales no contribuye a aumentar la capacidad de transferencias por el corredor Charrúa - La Calle. Aún más, en la sección "8.1.3 Apoyo Zona Concepción - Charrúa" se indica, respecto de la Nueva S/E Cambrales "La ubicación estimada de S/E Cambrales tiene como objetivo generar un nuevo punto de conexión para proyectos futuros, entre S/E La Calle y S/E Charrúa, teniendo a la vista el potencial de generación eólica identificado en la PELP, así como antecedentes de desarrolladores en la zona.". No se especifica cuales son los proyectos que es tan solciitnado acceso abierto o proyectos que tengan potencial de desarrollo en la zona.</p> <p>Por lo tanto, esta obra se promueve por el criterio de eficiencia operacional, lo cual desde el punto de vista metodológico no es correcto ya que la obra no contribuye a este propósito.</p>	<p>Se solicita re-evaluar esta obra considerando el criterio de Acceso Abierto.</p> <p>En caso que se verifique que las solicitudes de Acceso Abierto en la zona no son suficientes para promover la obra, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 la Nueva S/E Cambrales del Plan de Expansión año 2024.</p>	Ver respuesta a observación 24-03.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-04	Consejo Minero	<p>3.1.7 Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea; y</p> <p>3.1.8 Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle</p>	<p>En la Figura 8-24 se indica que se esperan entre 2500 y 4000 MW de generación eólica en la zona Biobío costa al año 2035. Al revisar los proyectos ingresados al servicio de evaluación ambiental desde el año 2020 no se observa desarrollo de proyectos eólicos en la zona.</p> <p>Por lo tanto, el potencial de desarrollo de generación eólica presentado en las Tablas 8-51 a 8-54 está sobrestimado.</p>	<p>Se sugiere revisar y ajustar en caso que sea necesario el potencial beneficio de las obras promovidas considerando expectativas razonables de desarrollo de proyectos eólicos en la zona.</p> <p>En caso que no se verifique un beneficio para la operación económica, se solicita retirar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea - Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle 	Ver respuesta a observación 24-04.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-05	Consejo Minero	3.1.7 Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea; y 3.1.8 Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle	<p>La obra "3.1.7 Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea" considera la ampliación del tramo existente Hualqui - Lagunillas. Asimismo, la obra "3.1.8 Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle" considera el tendido de un segundo circuito entre las S/E Hualqui y Lagunillas, dejando la capacidad de transferencias entre Hualqui y Lagunillas en 700 MVA.</p> <p>Como se puede observar en la Figura 8-63, todo el potencial eólico se encuentra entre las S/E Charrúa y S/E Hualqui. Aún más, en la Figura 8-68 se observa que en el caso sin proyecto el tramo Hualqui - Lagunillas está congestionado, pero luego en la Figura 8-70 se observa que en el caso con proyecto el tramo que está congestionado pasa a ser Charrúa - Cambrales, esto porque todo el potencial eólico es conectado entre las S/E Charrúa y S/E Hualqui, y dado que se instala también la S/E La Calle, los flujos son exportados hacia Charrúa por las líneas Charrúa - Cambrales - La Calle y Charrúa - La Calle, tal como se observa en el diagrama simplificado de restricciones de la Figura 8-69.</p> <p>De esta forma, los tramos Hualqui - Lagunillas y Charrúa - Hualpén - Lagunillas quedan sub-utilizados.</p>	Se sugiere acotar las obras promovidas de modo de eliminar el aumento de capacidad de flujo por los tramos entre las S/E Hualqui y S/E Lagunillas.	Ver respuesta a observación 24-05.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-06	Consejo Minero	3.1.4 Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	<p>Al revisar la figura 8-35, se verifica que para el caso base se está considerando una capacidad de flujo por el tramo Alto Jahuel - Lo Aguirre de 3000 MW. Al revisar el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2023 (https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/05/Informe-Final-ERST-2023.pdf), página 27, el límite de transferencias del tramo Alto Jahuel -> Lo Aguirre está definido por sus transformadores de corriente en 1663 MVA.</p> <p>Por lo tanto, la simulación de la operación económica debe considerar esta restricción, o bien, se debe considerar en las evaluaciones el costo de reemplazo de los TTCC de la línea Alto Jahuel -> Lo Aguirre. En este último caso, se debe considerar que el límite térmico de los conductores de la línea Alto Jahuel -> Lo Aguirre según los Anexos del ERST 2023 es de 1800 MVA por circuito en una condición de 25°C con sol.</p> <p>Adicionalmente, se solicita aclarar si fueron consideradas alternativas de capacidad del equipo de compensación reactiva y también la opción de instalación en el nivel de tensión de 220 kV.</p>	<p>Se sugiere revisar el potencial beneficio del STATCOM en Polpaico considerando las actuales capacidades de la línea Alto Jahuel - Lo Aguirre y distintas alternativas de capacidad y de nivel de tensión.</p> <p>En caso que no se verifique un beneficio para la operación económica, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 la obra Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT).</p>	Ver respuesta a observación 24-06.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-07	Consejo Minero	<p>3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos;</p> <p>3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM); y</p> <p>3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)</p>	<p>En la sección "3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos" del informe se indica al describir la obra: "el proyecto considera la construcción de las correspondientes estaciones convertidoras en los extremos del nuevo sistema HVDC, las cuales deberán instalarse dentro de un radio de 10 km respecto de las subestaciones Seccionadora Lo Aguirre y Entre Ríos, junto con todo el equipamiento e instalaciones necesarios para su correcto funcionamiento, incluyendo los montos de compensación o soluciones tecnológicas necesarias, considerando condiciones de inercia, cortocircuito, u otro, según defina el Coordinador Eléctrico Nacional en las respectivas bases de licitación, para efectos de cumplir adecuadamente con los requerimientos de este proyecto y la normativa vigente."</p> <p>Al respecto, se debe tener en consideración que no se han evaluado los niveles de cortocircuito en la S/E Lo Aguirre en el año de puesta en servicio de esta obra. Tomando como referencia la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, las bases de licitación exigen una razón efectiva de cortocircuito mínima de 2.5 en ambos puntos de conexión (en S/E Kimal y S/E Lo Aguirre). En el caso de la S/E Kimal, ha sido necesario la licitación de nueva infraestructura de SSCC para garantizar un nivel de cortocircuito suficiente, y además se prevee en el "Estudio de Confiabilidad del SEN - Reporte de Operación sin Carbón al 2030" publicado por el Coordinador una necesidad de 1000 MVA de condensadores síncronos adicionales a los ya licitados al 2030.</p> <p>Otro aspecto que se debe tener en consideración es que uno de los puntos de conexión del Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos ya contaría con un sistema HVDC conectado en S/E Lo Aguirre al momento de la puesta en servicio. De acuerdo al documento cigré N°364 de 2008 "SYSTEMS WITH MULTIPLE DC INFEED" (https://www.e-cigre.org/publications/detail/364-systems-with-multiple-dc-infeed.html), los sistemas con múltiples polos HVDC conectados en un mismo</p>	<p>Se solicita cuantificar la infraestructura necesaria para asegurar el correcto funcionamiento del nuevo sistema HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos y luego, considerar su valor económico en las evaluaciones realizadas para promover la línea HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos.</p> <p>En caso que se verifique que no se presentan beneficios económicos, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos - Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) - Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) 	Ver respuesta a observación 24-07.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>nodo o nodos cercanos deben considerar el efecto de las interacciones entre los distintos sistemas HVDC para el cálculo de la razón efectiva de cortocircuito. En este sentido, como ambas líneas son de 3000 MW de capacidad y se conectan ambas en Lo Aguirre, para asegurar el funcionamiento adecuado de los sistemas se podría requerir hasta el doble de potencia de cortocircuito en S/E Lo Aguirre con respecto de la potencia de cortocircuito que se requiere en S/E Kimal o S/E Entre Ríos.</p> <p>De este modo, la infraestructura necesaria para asegurar esta razón efectiva de cortocircuito debe ser analizada, cuantificada, e incorporada en las evaluaciones económicas realizadas por la CNE para promover la obra.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-08	Consejo Minero	<p>3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos;</p> <p>3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM); y</p> <p>3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)</p>	<p>En la evaluación económica de la obra realizada en la sección "8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur" se asume un desarrollo eólico en la zona al sur de Temuco. Para que ese desarrollo eólico se pueda producir se requiere como condición habilitante las líneas Entre Ríos - Digueñes 500 kV y Digueñes - Nueva Pichirropulli 500 kV, obras que fueron definidas inicialmente en el Plan de Expansión 2017 y que aún no finalizan su estudio de franja. Aún más, en la sección 5.3 del presente informe se proponen modificaciones al Decreto 58/2024 indicando como justificación: "[...] la justificación para esta modificación en los condicionamientos radica en que facilitará que el estudio de franjas de las LT 2x500 kV Entre Ríos – Digueñes y LT 2x500 kV Digueñes – Nueva Pichirropulli se pueda desarrollar de forma independiente." Recién finalizado el estudio de franjas, la obra se debe licitar.</p> <p>Dado el tiempo que ha transcurrido entre la definición de la línea (y sus costos de inversión) y la eventual licitación, es probable que los valores referenciales definidos sean insuficientes para su materialización, sobre todo teniendo en consideración las dificultades sociales y de seguridad en parte importante de la zona por donde transcurre la línea Entre Ríos - Nueva Pichirropulli. Desde el año 2019 a la fecha, dado los problemas de seguridad en la zona, han ingresado al Servicio de Evaluación Ambiental 1869 MW de proyectos eólicos y 445 MW de proyectos solares en la zona desde la región de la Araucanía hacia el sur.</p> <p>Luego, no se tiene certeza de cuándo se podría contar con infraestructura habilitante para el eventual desarrollo de un polo eólico en escala al sur de Temuco. Si la infraestructura no se desarrolla como ha sido supuesta en el estudio, la evaluación económica requiere ser revisada.</p>	<p>Se solicita re-evaluar la obra considerando antecedentes concretos de expectativas de desarrollo eólico al sur de Temuco, así como también revisar las expectativas de desarrollo del sistema de 500 kV de Entre Ríos hacia el sur.</p> <p>En caso que se verifique que no se presentan beneficios económicos, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos - Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) - Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) 	Ver respuesta a observación 24-08.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-09	Consejo Minero	3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos; 3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM); y 3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)	A pesar de las consideraciones optimistas consideradas por la CNE que fueron revisadas en las observaciones anteriores relacionadas al nuevo sistema HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos, en las tablas 8-33 y 8-34, donde se presenta la evaluación económica del sistema HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos, se observa que la evaluación de la obra presenta beneficio negativo en dos de los tres escenarios evaluados en los primeros dos años. En un escenario (Escenario A) de menor desarrollo eólico (aunque optimista en el contexto nacional), la obra tiene beneficio negativo hasta el año 2040 - 2041.	Se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras: - Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos - Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) - Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)	Ver respuesta a observación 24-09.
26-10	Consejo Minero	3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos; 3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM); y 3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)	La evaluación presentada en la sección "8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur" considera los escenarios A, B y C. En esos escenarios, según se presenta en la figura 8-23, se asume más de 1000 MW eólicos en la zona troncal costera entre el año 2028 y 2032. Para el desarrollo de dicha capacidad se requiere del desarrollo de la línea Itahue - Hualqui de 485 MVA, que al año 2025 tiene rechazado su estudio de impacto ambiental. Adicionalmente, según se observa en el sistema de evaluación de impacto ambiental, actualmente se tienen alrededor de 1388 MW de proyectos eólicos en desarrollo en la zona. Dado que es probable que se presenten retrasos en la materialización de la línea Itahue - Hualqui, y la escala actual de proyectos eólicos en la zona es de 1388 MW, el presente Informe Técnico del Plan de Expansión está asumiendo no sólo que la obra de transmisión se desarrolla en los plazos indicados, sino también que el 72% de los proyectos eólicos se van a desarrollar en el periodo, lo que parece un supuesto optimista en todos los casos evaluados.	Dado que los tres casos evaluados asumen un desarrollo en escala y oportuno del troncal costero y no se asume en ningún caso un menor desarrollo eólico o retrasos, se sugiere complementar la evaluación con escenarios menos correlacionados. En el caso que se verifique en los nuevos escenarios evaluados que la obra no presenta un beneficio para el sistema, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras: - Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos - Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) - Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)	Ver respuesta a observación 24-10.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-11	Consejo Minero	<p>3.2.2 Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos;</p> <p>3.1.5 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM); y</p> <p>3.1.6 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)</p>	<p>Según se indica en las figuras 8-24 y 8-25, en los escenarios A, B y C se asume el desarrollo de 2000 a 5000 MW en las zonas Charrúa - Concepción y Charrúa - Mulchén. La zona de Mulchén actualmente tiene una capacidad instalada eólica de 1388 MW y ya evidencia ciertos desafíos sociales producto del desarrollo de infraestructura eólica. En el Informe Técnico del Plan de Expansión no se presenta como, desde el punto de vista social - ambiental, se podrán desarrollar entre 2000 a 5000 MW eólicos en la zona.</p> <p>De hecho, el escenario B implica el desarrollo de 4000 MW eólicos en la zona en solo dos años. Hasta el momento en Chile se han instalado solo hasta 900 MW en un año. En este sentido, no quedan claras las consideraciones que asume la CNE para viabilizar la instalación de 4000 MW en la zona en solo dos años. El escenario B es el único que presenta beneficio positivo en el periodo evaluado.</p> <p>En vista de los antecedentes presentados, se observa que las consideraciones de la evaluación son optimistas y no existe evidencia de que se puedan materializar de manera razonable.</p>	<p>Se solicita ajustar las condiciones de expansión de generación eólica consideradas en los escenarios A, B y C teniendo en consideración las restricciones observadas en los antecedentes presentados.</p> <p>Si al re-evaluar las obras se verifica que no se presenta un beneficio para el sistema, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos - Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) - Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) 	Ver respuesta observación 24-11.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-12	Consejo Minero	<p>3.2.3 Nueva S/E Tiquel 500/220 kV y nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu;</p> <p>3.2.4 Nueva Línea 2x220 kV Tiquel - Las Delicias; y</p> <p>3.2.5 Nueva S/E Tiuquilemu 500 kV</p>	<p>Se pretende construir una S/E Seccionadora en uno de los circuitos de la Línea Ancoa - Entre Ríos para conectar el proyecto "Nueva línea 2x500 kV Tiuquilemu - Tiquel" de 2300 MVA de capacidad.</p> <p>De acuerdo al Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2023 (ERST 2023) publicado por el Coordinador, la capacidad máxima de transferencias de ambos circuitos de la línea Ancoa - Entre Ríos está limitada a 1326 - 1387 MVA en operación normal (página 153 del ERST 2023) por problemas de regulación de tensión.</p> <p>Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:</p> <p>1. No existe capacidad suficiente en el circuito Ancoa - Entre Ríos C1 para evacuar 2300 MVA, por lo que el proyecto está sobredimensionado. En caso que el proyecto considere que el límite de la línea Ancoa - Entre Ríos es igual a su capacidad térmica (2100 MVA), es necesario verificar qué inversiones adicionales requiere el sistema para que esta condición se cumpla, y se debe incorporar en la evaluación económica asociada al proyecto Tiuquilemu - Tiquel.</p> <p>2. Dado que el sistema se opera con criterio N-1, aún solucionando los problemas de regulación de tensión indicados en 1, se requiere seccionar ambos circuitos de la línea para contar con una capacidad de exportación de 2100 MVA por la línea Ancoa - Entre Ríos. Por lo tanto, se requerirían 2 subestaciones seccionadoras en las cercanías de Tiuquilemu, o bien, modificar el trazado de la línea. Esto debido a que a esa altura los C1 y C2 de la línea Ancoa - Entre Ríos se encuentran separados por una distancia de 13 km aproximadamente. El proyecto de subestación seccionadora de la línea Entre Ríos - Ancoa debe considerar ambos circuitos de la línea.</p>	<p>Se sugiere re-evaluar el proyecto considerando las observaciones planteadas. En caso de verificar que el proyecto no es económicamente factible, Se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nueva S/E Tiquel 500/220 kV y nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu - Nueva Línea 2x220 kV Tiquel - Las Delicias - Nueva S/E Tiuquilemu 500 kV 	<p>Ver respuesta a observación 24-12.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-13	Consejo Minero	3.2.3 Nueva S/E Tiquel 500/220 kV y nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu	<p>Respecto de la Nueva S/E Tiquel 500/220 kV y nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu, se indica:</p> <p>"El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Tiquel, con patios en 500 kV y 220 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de dos bancos de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA de capacidad cada uno, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), unidad monofásica de reserva con conexión automática y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión." El V.I. referencial del proyecto es de 125,1 MMUSD. El objetivo de la obra surge de la necesidad de habilitar nueva infraestructura de transmisión para el desarrollo de generación eólica en la zona costera de las regiones del Maule y Ñuble.</p> <p>En la sección "8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur" se verifica que el propósito del sistema de 2x500 kV Tiuquilemu - Tiquel y 2x220 kV Tiquel - Las Delicias es funcionar como enlace directo al sistema de 500 kV con el propósito de evacuar la energía que provenga del potencial de generación eólica que se ubica en la zona ñuble / maule costera.</p> <p>Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El Corredor Hualqui - Itahue hasta el momento no cuenta con aprobación ambiental, es decir se encuentra retrasado. El retraso de dicha obra reduce las expectativas de desarrollar generación en la zona costa Ñuble / Maule a la fecha de PES de las obras propuestas. 2. En la zona costa Ñuble / Maule se observan 3 proyectos en escala en el sistema de calificación ambiental: Parque Eólico Loncualhue (en calificación, fecha de ingreso noviembre de 2024), Carolina Solar (en calificación, fecha de ingreso febrero de 2024), Parque eólico Culenco (aprobado). Dado el estado desarrollo de los proyectos de generación y el estado de desarrollo de los proyectos, se puede asumir que la 	<p>En atención a las observaciones realizadas, considerando que el sistema actualmente cuenta con capacidad para evacuar la energía de proyectos que han manifestado su interés de conexión en la zona, y que no se ha definido un polo de desarrollo en la zona costa ñuble / maule, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 la obra Nueva S/E Tiquel 500/220 kV y nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu.</p>	<p>Ver respuesta a observación 24-13.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>línea Itahue - Hualqui tiene capacidad disponible para evacuar generación que se podría desarrollar en la zona, dado que tanto los proyectos de generación como de transmisión no se han materializado.</p> <p>3. Si se estima que hay un polo de desarrollo de generación en la zona costera que implique el desarrollo de una línea de 2300 MVA, su tratamiento debería estar asociado a expansión de polos de desarrollo acorde a la normativa vigente. Por el momento no se identifica un polo de desarrollo de esa escala en la zona costa del Maule / Ñuble.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-14	Consejo Minero	3.2.4 Nueva Línea 2x220 kV Tiquel - Las Delicias	<p>Respecto de la Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, se indica:</p> <p>"El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 220 kV y, al menos, 1.000 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Tiquel y la subestación Las Delicias, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada." El V.I. referencial del proyecto es de 41,4 MMUSD. El objetivo de la obra surge de la necesidad de habilitar nueva infraestructura de transmisión para el desarrollo de generación eólica en la zona costera de las regiones del Maule y Ñuble.</p> <p>En la sección "8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur" se verifica que el propósito del sistema de 2x500 kV Tiuquilemu - Tiquel y 2x220 kV Tiquel - Las Delicias es funcionar como enlace directo al sistema de 500 kV con el propósito de evacuar la energía que provenga del potencial de generación eólica que se ubica en la zona ñuble / maule costera.</p> <p>Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El Corredor Hualqui - Itahue hasta el momento no cuenta con aprobación ambiental, por lo que se encuentra retrasado. I, es decir se encuentra retrasado. El retraso de dicha obra reduce las expectativas de desarrollar generación en la zona costa Ñuble / Maule a la fecha de PES de las obras propuestas. 2. En la zona costa Ñuble / Maule se observan 3 proyectos en escala en el sistema de calificación ambiental: Parque Eólico Loncualhue (en calificación, fecha de ingreso noviembre de 2024), Carolina Solar (en calificación, fecha de ingreso febrero de 2024), Parque eólico Culenco (aprobado). Dado el estado desarrollo de los proyectos de generación y el estado de desarrollo de los proyectos, se puede asumir que la línea Itahue - Hualqui tiene capacidad disponible para 	<p>En atención a las observaciones realizadas, considerando que el sistema actualmente cuenta con capacidad para evacuar la energía de proyectos que han manifestado su interés de conexión en la zona, y que no se ha definido un polo de desarrollo en la zona costa ñuble / maule, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 la obra Nueva Línea 2x220 kV Tiquel - Las Delicias.</p>	<p>Ver respuesta a observación 24-13.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>evacuar generación que se podría desarrollar en la zona, dado que tanto los proyectos de generación como de transmisión no se han materializado.</p> <p>3. Si se estima que hay un polo de desarrollo de generación en la zona costera que implique el desarrollo de una línea de 2300 MVA, su tratamiento debería estar asociado a expansión de polos de desarrollo acorde a la normativa vigente. Por el momento no se identifica un polo de desarrollo de esa escala en la zona costa del Maule / Ñuble.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
26-15	Consejo Minero	3.2.5 Nueva S/E Tuquilemu	<p>Respecto de la S/E Tiuquilemu, se indica:</p> <p>"El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Tiuquilemu, mediante el seccionamiento del circuito N°1 de la línea 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos, con sus respectivos paños de línea y un patio de 500 kV en configuración interruptor y medio." El V.I. referencial del proyecto es de 24,6 MMUSD. El objetivo de la obra surge de la necesidad de habilitar nueva infraestructura de transmisión para el desarrollo de generación eólica en la zona costera de las regiones del Maule y Ñuble.</p> <p>En la sección "8.1.2 Apoyo Troncal Centro - Sur" se verifica que el propósito del sistema de 2x500 kV Tiuquilemu - Tiquel y 2x220 kV Tiquel - Las Delicias es funcionar como enlace directo al sistema de 500 kV con el propósito de evacuar la energía que provenga del potencial de generación eólica que se ubica en la zona ñuble / maule costera.</p> <p>Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El Corredor Hualqui - Itahue hasta el momento no cuenta con aprobación ambiental, l, es decir se encuentra retrasado. El retraso de dicha obra reduce las expectativas de desarrollar generación en la zona costa Ñuble / Maule a la fecha de PES de las obras propuestas. 2. En la zona costa Ñuble / Maule se observan 3 proyectos en escala en el sistema de calificación ambiental: Parque Eólico Loncualhue (en calificación, fecha de ingreso noviembre de 2024), Carolina Solar (en calificación, fecha de ingreso febrero de 2024), Parque eólico Culenco (aprobado). Dado el estado desarrollo de los proyectos de generación y el estado de desarrollo de los proyectos, se puede asumir que la línea Itahue - Hualqui tiene capacidad disponible para evacuar generación que se podría desarrollar en la zona, dado que tanto los proyectos de generación como de transmisión no se han materializado. 	<p>En atención a las observaciones realizadas, considerando que el sistema actualmente cuenta con capacidad para evacuar la energía de proyectos que han manifestado su interés de conexión en la zona, y que no se ha definido un polo de desarrollo en la zona costa ñuble / maule, se solicita eliminar del Plan de Expansión año 2024 la obra Nueva S/E Tuquilemu.</p>	<p>Ver respuesta a observación 24-13.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			<p>3. Si se estima que hay un polo de desarrollo de generación en la zona costera que implique el desarrollo de una línea de 2300 MVA, su tratamiento debería estar asociado a expansión de polos de desarrollo acorde a la normativa vigente. Por el momento no se identifica un polo de desarrollo de esa escala en la zona costa del Maule / Ñuble.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-01	Coordinador	7.3.4.2 Distribución del parque de generación, pág. 73.	No se ha observado en el informe, detalles respecto de los criterios para redistribuir la generación prevista por los EGPT entre el modelo reducido de optimización generación-transmisión y el modelo extendido utilizado por la Comisión para la planificación. Por ejemplo, el escenario E concentra 7,4 GW de generación solar FV en las barras Cumbre 500 kV y Parinas 500 kV (Atacama y Antofagasta) y 4,2 GW en la barra Lagunas 220 kV (Tarapacá). Por otro lado, no se logró encontrar en el informe, antecedentes más específicos respecto del interés en conectar generación en barras de 500 kV.	Se recomienda incluir los análisis respecto de la redistribución de la generación prevista por los EGPT en el modelo extendido utilizado para la Planificación de la Transmisión en función de antecedentes, tales como los siguientes: ubicación de potenciales de generación, grado de interés de desarrolladores en etapa de Acceso Abierto, entre otras opciones.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la planificación energética de largo plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022" emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma y de acuerdo con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de Planificación y lo establecido en el capítulo 7 del presente Informe Técnico, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido y, a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras.</p> <p>Respecto a la ubicación de las centrales en los modelos de despacho económico, el capítulo 7.3.4.2 del ITP describe la metodología utilizada, que considera los potenciales descritos en la PELP y su ubicación, la información disponible por el Coordinador Eléctrico Nacional respecto al estado de los proyectos y en su Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión junto a sus complementos, antecedentes de desarrolladores, y en planes de expansión precedentes.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-02	Coordinador	Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, Evaluación económica proyecto, Páginas 174-178 Descripción proyecto, Página 17	<p>No se ha observado en el informe, análisis de la línea HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos, con la actualización de los Planes de Obras de la PELP 2023 -2027, considerando que estos escenarios complementan los ya desarrollados y son más actuales, ya que incluyen un mayor crecimiento de generación solar y menor proporción de eólico v/s solar, en conjunto con sistemas de almacenamiento. Adicionalmente, se ha observado una baja sostenida de los costos de desarrollo de las baterías, del orden de 230-220 USD/kWh, lo cual parece ser un antecedente sustancial para otorgarle mayor robustez a los análisis.</p> <p>Por otro lado, en la evaluación económica, no se ha observado en el informe la comparación de dicho proyecto con alternativas sustitutas. Por la distancia (460 km), sería conveniente considerar alternativas, por ejemplo en AC, para la evaluación; así como alternativas con otros niveles de potencia, o desarrollos graduales en el tiempo. Lo anterior, considerando que para distancias del orden de este proyecto (460 km), el costo de las convertoras es significativo, y podría ser más económico el desarrollo en AC.</p> <p>Para la propuesta, se describió el proyecto con especificaciones respecto al nivel de potencia de la línea, nivel de potencia de las convertoras, su nivel de tensión, y su tecnología (HVDC), sin embargo, no se ha observado en el informe, la forma en que se determinó dicha especificación.</p>	<p>Se recomienda incluir en el informe los análisis con la PELP 2023-2027, sensibilizando a la baja los costos de desarrollo de las baterías.</p> <p>Se sugiere realizar las evaluaciones considerando proyectos con distintos niveles de potencia entre los nodos especificados para la tecnología en DC, así como también considerando alternativas de proyectos en AC para distintos niveles de potencia, y posibilidad de desarrollo gradual en el tiempo. Para lo anterior, sería conveniente incorporar la valorización de proyectos alternativos en AC y DC, y análisis de estabilidad para las alternativas en AC para identificar los límites de transferencia de potencia.</p> <p>Se recomienda incorporar en el informe, el análisis para determinar la especificación del HVDC propuesto. Entre otros, configuraciones analizadas, nivel de tensión, tecnología (HVAC vs HVDC), pérdidas y conductores de las líneas (tipo y cantidad por fase).</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Es necesario destacar que de acuerdo a lo dispuesto al Artículo 87° de la Ley y en el Reglamento de Planificación, esta Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la PELP que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones. Por lo anterior, esta Comisión ha considerado el "Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022", emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía el cual tiene por objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N°92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018.</p> <p>De esta forma, esta Comisión construye sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP vigente, considerando 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, y actualizando el parque de generador en construcción y comprometido y, a su vez, la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras, de acuerdo a lo indicado en el capítulo 7 del informe.</p> <p>De igual forma, se realiza el análisis con los resultados disponibles de la PELP 2023-2027 en su informe final, para sus tres escenarios. También se destaca que, en el informe final de la PELP 2023-2027 y sus anexos, publicados el 11 de diciembre de 2024, se identifica la necesidad de expandir la transmisión entre los nodos AltoJahuel500 y Mulchen500, corroborando los resultados expuestos en el ITP que dan cuenta de las necesidades de transmisión resueltas por el enlace HVDC Lo Aguirre - Entre Ríos. Los resultados referidos pueden ser revisados en el repositorio de la PELP (https://energia.gob.cl/pelp/repositorio).</p> <p>Por otro lado, la comparación señalada entre los candidatos de transmisión, fue realizada en las etapas previas a la formulación del proyecto, considerando de igual forma las restricciones del sistema y los costos y riesgos asociados a cada solución.</p> <p>En particular, para la solución de nuevos circuitos en el sistema de 500 kV existentes, se destaca que las restricciones de transmisión identificadas por el Coordinador en el informe "Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión" referido en el ITP, y que se encuentra en el enlace: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
					<p>seguridad-y-calidad-del-servicio/restricciones-en-el-sistema-de-transmision/2023-restricciones-en-el-sistema-de-transmision/, están dadas por la estabilidad de tensión y no por los límites térmicos de las líneas.</p> <p>De tal manera, se identifica que los sistemas AC adicionales tienen un peor desempeño sistémico en el largo plazo, siendo limitados por los problemas de estabilidad, generando una alta dependencia de nuevos equipos de compensación y/o otras soluciones. De igual forma, los controles de flujo con sistemas de almacenamiento tienen un límite operacional dado tanto por los problemas de estabilidad ya referidos, siendo ambas soluciones menores en los aportes de transmisión en comparación a un enlace HVDC.</p> <p>Adicionalmente, dada la envergadura del proyecto y lo dispuesto en el en el literal d) del artículo 87º de la Ley) y el Reglamento de Planificación, el enlace HVDC permite contar con las holguras suficientes de acuerdo de las proyecciones dispuestas en los escenarios de la PELP y con una solución a los problemas de estabilidad identificados en el horizonte de largo plazo.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, si bien la descripción del ITP no especifica la tecnología de las estaciones convertidoras, se modifica especificando que la solución tecnológica de las estaciones conversoras sea basada en VSC (Voltage Source Converter) de manera de asegurar un correcto funcionamiento dada las características y aportes de esta tecnología.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-03	Coordinador	Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, Pág. 160.	Los gráficos de la figura 8-57 muestran que un nuevo sistema HVDC incrementa el uso de los transformadores de la S/E Lo Aguirre, con congestiones previstas para 2035 y 2040. Además, incluso en el caso base, desde los gráficos de flujos esperados se muestran congestiones en los transformadores 500/220 kV de las SS/EE Polpaico, Lo Aguirre y Alto Jahuel, desde los años 2030, 2031 y 2035, respectivamente. Estos antecedentes sugieren una posible operación limitada de los sistemas tanto el HVDC decretado como proyectado debido a las restricciones señaladas.	Se recomienda analizar en detalle los apoyos necesarios en 500 kV, tales como las bajadas 500/220 kV en la Región Metropolitana.	Se acoge parcialmente la observación. Las evaluaciones realizadas por esta Comisión, que permiten identificar la necesidad y beneficio de las obras promovidas, consideran las restricciones de transmisión proyectadas en el horizonte de planificación. Sin perjuicio de lo anterior, se continuarán evaluando aquellas nuevas necesidades en el sistema en los siguientes procesos de expansión.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-04	Coordinador	Anexo 1: Proyectos No Recomendados	<p>En la respuesta a la obra ID 01-97 se señala que el proyecto "Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Charrúa – Santa Clara" no presenta beneficios durante los primeros años por lo que sería recomendable postergar la obra.</p> <p>En el Anexo "Flujos Esperados" dentro de la carpeta asociada al caso "ESC-B_IT24_V1_E14_9H" se presentan los flujos esperados por tramos, donde el tramo "Santa Clara 220-Santa Clara 220 Aux I" presenta congestiones hasta el año de ingreso de la futura línea 2x500 kV Digüeñes - Entre Ríos, por lo que se esperaría que al liberar dicha congestión producto de la incorporación del control de flujo se generen beneficios para el sistema.</p> <p>En el archivo "LinDatParOpe_2024.csv" contenido en la base de datos "MP24_V1_SS003_E5" se aprecia que la impedancia del tramo Charrúa - Santa Clara - Mulchén disminuye con respecto al caso base, situación que no sería consistente con lo recomendado para los años previos al ingreso de la línea 2x500 kV Digüeñes - Entre Ríos. Previo a esta línea se espera que el control de flujo opere aumentando la impedancia del tramo, tal que se permita aumentar los flujos por el tramo 2x220 kV Mulchén - Los Notros.</p> <p>En el Plan de Expansión 2023 se incluyó la obra "AMPLIACIÓN EN S/E SANTA CLARA 220 KV (IM)" con el objetivo de habilitar puntos de conexión para futuros proyectos.</p> <p>En los escenarios EGPT se observa que en los escenarios A, C y D no se incluyen nuevos proyectos en esta subestación, mientras que en los escenarios B y E se incluye proyectos por 56 MW y 500 MW al final del horizonte. No se observa en los antecedentes otros proyectos de generación en la zona, como tampoco, los gestionados mediante el régimen de acceso abierto, como por ejemplo: Rinconada 270 MW, Don Álvaro 114 MW y Coyanco 200 MW.</p> <p>En la base "Base ITP 2024" se observa que en el archivo "CenPasPar_Eol_2024.csv" la central Campo Lindo se encuentra conectada a la S/E Charrúa, siendo que esta</p>	<p>Se sugiere revisar la evaluación económica del proyecto "Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Charrúa – Santa Clara", considerando las condiciones operacionales propuestas y actualizando la impedancias en el tramo 2x220 kV Charrúa - Santa Clara. Además, se recomienda actualizar las centrales conectadas y proyectadas a la S/E Santa Clara.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La base "MP24_V1_SS003_E5" referida considera tramos sin restricciones de acople angular, con el objetivo de visualizar el beneficio máximo de los proyectos propuestos, independiente de la distribución de los flujos en la zona a consecuencia de las impedancias.</p> <p>Por otro lado, se identifican restricciones aguas arriba de la zona referida, lo que genera menores efectos de beneficio por eficiencia operacional de las obras en cuestión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			central se conecta a la S/E Santa Clara mediante la línea 1x220 kV Santa Clara - Campo Lindo.		
27-05	Coordinador	Anexo 1: Proyectos No Recomendados	En el archivo "LinDatParOpe_2024.csv" contenido en la base de datos "MP24_V1_SS006_E0" (Aumento de capacidad de transmisión línea 2x220 kV Pichirropulli – Rahue – Frutillar Norte) se aprecia que al hacer el cambio de conductor la impedancia disminuye en un 25% aproximadamente, lo cual no es frecuente en cambios de conductor. Con frecuencia la impedancia tiene poco cambio cuando se modifica el conductor.	Se sugiere revisar la evaluación económica del proyecto sin modificar la reactancia de la línea, debido a que al cambiar el conductor, no debiera cambiar sustancialmente su reactancia.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Para el análisis de la obra se utilizó un conductor tipo en base a proyectos similares en la zona.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión recomienda a las partes interesadas enviar los antecedentes de sus análisis junto con sus observaciones en caso de requerir modificarse supuestos en el análisis de los proyectos.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-06	Coordinador	Anexo 1: Proyectos No Recomendados ID 01-07, 01-14, 01-15 y 02-04	<p>Se observa que el corredor de 220 kV entre las SS/EE Polpaico y Nueva Lampa está modelado en condición N con una capacidad de 310 MW por circuito, mientras que el Estudio de Restricciones del Coordinador establece una capacidad N-1 de 307 MW.</p> <p>Se observa que la justificación para no recomendar los proyectos ID 01-07 e ID 01-15, se relaciona con el grado de avance de la nueva S/E Lo Campino y la complejidad de la conexión de una línea de 220 kV en S/E Lo Campino.</p> <p>Por otro lado, el Coordinador identifica que la S/E Lo Campino incrementa el uso del corredor de 220 kV entre las SS/EE Polpaico y Cerro Navia y la propia S/E Lo Campino entra en operación con un alto nivel de cargabilidad (82% - 87%)</p>	<p>Se recomienda planificar el corredor de 220 kV entre las SS/EE Polpaico y Cerro Navia con criterio N - 1. En tal caso, se sugiere modificar el modelo, actualizar la evaluación del proyecto ID 02-04 y evaluar los proyectos ID 01-07 y 01-15. Cabe señalar que, si bien, los proyectos fueron promovidos por su aporte a la suficiencia y seguridad, permiten mitigar congestiones y por lo tanto pueden presentar algún grado de beneficio en la reducción del costo de operación y falla del sistema.</p> <p>Se sugiere analizar el nivel de cargabilidad de la zona e incluir las obras 01-07 y 01-15 en el Informe Técnico Final del Proceso de Expansión de la Transmisión 2024.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Dado el análisis y las justificaciones del proyecto, esta Comisión incorporará los antecedentes de la zona mencionada en el proceso de expansión 2025, evaluando los aportes de la obra en la eficiencia operativa del sistema.</p>
27-07	Coordinador	Anexo 1: Proyectos No Recomendados ID 01-101	<p>No se identifica en el informe, que la capacidad eólica, solar fotovoltaica e híbrida instalada en la VI Región, incorpore el volumen de proyectos actualmente gestionados mediante el régimen de Acceso abierto. Lo anterior, podría afectar la evaluación de la obra "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Loica – Alto Melipilla", dado que no se refleja el interés de conexión de proyectos en SS/EE Loica, Portezuelo, La Estrella, Litueche, entre otras.</p>	<p>Se sugiere reevaluar la obra "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Loica – Alto Melipilla" propuesta por el Coordinador, considerando una distribución de generación acorde a las solicitudes de Acceso Abierto.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Para el análisis de la obra se consideraron los antecedentes provistos por desarrolladores y sus observaciones.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión recomienda a las partes interesadas remitir los antecedentes de sus análisis junto con sus observaciones, en caso de requerir modificaciones en los supuestos considerados en la evaluación de los proyectos.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-08	Coordinador	Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje	<p>No se identifica en el informe, el análisis con la factibilidad de ejecutar esta obra en coordinación con otros proyectos.</p> <p>No se identifica en el informe, un análisis del efecto del nuevo conductor y su aumento de capacidad nominal (aprox. 4 veces), en el peso adicional sobre las estructuras existentes. Dado que la estructura reticulada de la línea es de doble circuito, el aumento de carga física se podría duplicar.</p> <p>Adicionalmente, no se identifica en el informe el análisis de los plazos de ejecución de la obra.</p>	<p>Dado su alcance, consideramos recomendable que dicha obra esté condicionada a la obra Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM)</p> <p>Se sugiere revisar el proyecto y dependiendo del resultado, especificar que en el caso de ser necesario, el proyecto podría contemplar el refuerzo o reemplazo de estructuras, como también, adecuar el plazo de ejecución del proyecto.</p> <p>Adicionalmente, se sugiere reemplazar "35°C con sol", por "35°C de temperatura ambiente con sol".</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Con respecto al condicionamiento de este aumento de capacidad a la ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM), esta Comisión considera que lo expuesto no permite justificar que el condicionamiento del aumento de capacidad con la ampliación de barras, por lo tanto, no acoge la modificación. En relación al efecto del nuevo conductor en las estructuras existentes, no se adjunta a la observación antecedentes que den cuenta o que justifiquen la necesidad de dichos refuerzos o una propuesta de modificación en la infraestructura a la que se aplicarían estos refuerzos. Sin perjuicio de lo anterior, en las bases de licitación podrán agregarse a las especificaciones y requisitos técnicos de la obra otros elementos, como refuerzos en estructuras, con estudios más detallados y con más información que la que cuenta actualmente esta Comisión, manteniendo el objetivo principal del proyecto. Por último, se acoge el cambio de "35°C con sol" a "35°C de temperatura ambiente con sol".</p>
27-09	Coordinador	Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) y Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)+B21	<p>No se identifica en el informe, el análisis con la factibilidad de ejecutar esta obra en coordinación con otros proyectos.</p>	<p>1. Recomendamos no condicionar estas obras a las otras adjudicaciones, pues podría dificultar la licitación. La condición creemos que debiera estar únicamente en la obra "Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos"</p> <p>2. Se sugiere que para el proyecto Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV revisar posible tope constructivo con Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Las condiciones referidas fueron consideradas en el diseño de las obras en cuestión, y no se identifica el beneficio indicado de no condicionar las obras necesarias para la correcta puesta en servicio del proyecto.</p> <p>Por otro lado, el Coordinador deberá, según lo establecido en el artículo 133 del Reglamento de Planificación, en la elaboración de las bases de licitación, recabar la información y realizar los requerimientos necesarios tendientes a caracterizar las obras de expansión en sus detalles técnicos y constructivos, siendo parte de la solución la coordinación con las otras obras en desarrollo.</p>
27-10	Coordinador	Aumento de capacidad línea Charrua - Lagunillas, tramo Hualqui - Punto de seccionamiento	<p>No se identifica en el informe, un análisis del efecto del nuevo conductor y su aumento de capacidad nominal (aprox. 2 veces), en el peso adicional sobre las estructuras existentes. Dado que la estructura reticulada de la línea es de doble circuito, el aumento de carga física se duplica, salvo que se haya identificado un tipo de conductor de alta temperatura que con el mismo peso, permita cumplir con el requerimiento.</p>	<p>Se sugiere revisar el proyecto y dependiendo del resultado, especificar que en el caso de ser necesario, el proyecto podría contemplar el refuerzo o reemplazo de estructuras.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>La revisión indicada fue realizada en el desarrollo de la solución presentada en el ITP.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión recomienda a las partes interesadas enviar los antecedentes de sus análisis junto con sus observaciones en caso de identificar requerimientos adicionales a los expuestos en las descripciones de los proyectos.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-11	Coordinador	Anexo 1: Proyectos no Recomendados Id Obra: 01-02 "Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Parinas"	Dentro de los motivos que se señalan para no recomendar la obra se señala que se identifica la falta de antecedentes que permitan justificar la incorporación del nuevo equipo de compensación en S/E Parinas, entre ellos el detalle de los análisis estáticos y/o dinámicos realizados para presentar la propuesta (bases de datos, límites de transmisión, escenarios de demanda y generación), y la evaluación económica de la obra.	Junto al presente listado de antecedentes, el Coordinador comparte minuta técnica que describe los análisis realizados, escenarios de operación y contingencias evaluadas. Adicionalmente, se comparte la Base de Datos Power Factory (DigSILENT) utilizada en la evaluación de la Obra.	Ver observación 22-20.
27-12	Coordinador	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo – La Brava – Rosario y 1x66 kV Tap Rengo – Rengo	No se identifica en el informe, el análisis con la factibilidad de ejecutar esta obra en coordinación con otros proyectos. Además, no se identifica en el informe, un análisis del efecto del nuevo conductor y su aumento de capacidad nominal, en las estructuras existentes (en su mayoría postes de hormigón), lo que podría requerir el refuerzo de crucetas o reemplazo de algunas estructuras.	Se sugiere revisar el proyecto y dependiendo del resultado, complementar o actualizar la propuesta, eliminando el condicionamiento. También, se sugiere revisar el proyecto y dependiendo del resultado, incluir en el VI un % de costos correspondientes al refuerzos de estructuras, además de indicar en la descripción de la obra ("entre otras") la verificación estructural para la nueva condición.	No se acoge la observación. Respecto a los análisis del aumento de capacidad y sus estructuras, no se adjunta a la observación antecedentes que den cuenta o que justifiquen la necesidad de dichos refuerzos o una propuesta de modificación en la infraestructura a la que se aplicarían estos refuerzos. Sin perjuicio de lo anterior, en las bases de licitación podrán agregarse a las especificaciones y requisitos técnicos de la obra otros elementos, como refuerzos en estructuras, con estudios más detallados y con mayor información que la que cuenta actualmente esta Comisión, manteniendo el objetivo principal del proyecto. Por otra parte, el proyecto fue condicionado al avance de otras obras, ya que estas son necesarias para garantizar la secuencia constructiva que permitirá ejecutar los refuerzos mencionados. En consecuencia, tras el análisis correspondiente, se ha determinado mantener los alcances actuales y VI para esta obra.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-13	Coordinador	Ampliación en S/E El Empalme 110 kV (BP+BT), nuevo patio 220 kV (IM) y nuevo transformador (ATAT)	<p>1. Parece haber un problema de redacción en el primer párrafo.</p> <p>2. Actualizar nombre del proyecto, para el nuevo transformador sería "NTR ATAT" y la ampliación que creemos sería mejor: "NBP+BT"</p> <p>3. Parece adecuado agregar en el nombre de la obra el seccionamiento de línea 1x220kV.</p> <p>4. No se identifica en el informe, un análisis del posible requerimiento de compra de terreno, eventual plan de manejo forestal (bosque nativo) y considerar posible modificación de servidumbre de LT en 110 kV que se conectan la subestacion que podría limitar o condicionar el crecimiento para el nuevo patio de 220 kV.</p>	Se sugiere revisar el proyecto (redacción/actualización) y dependiendo del resultado, complementar o actualizar la propuesta.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a las modificaciones en los alcances, se han incorporado los ajustes correspondientes al Informe Técnico Final. Respecto a la cuarta observación, no se estima necesario incluir el nivel de detalle solicitado, dado que dicho aspecto ya se encuentra contemplado en la valorización del alcance actual de la obra y podrá ser revisado con mayor especificidad en las respectivas bases de licitación.</p>
27-14	Coordinador	Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT)	<p>No se identifica en el informe, un análisis del espacio disponible en la S/E Cerrillos, que pudiese estar destinado a posibles adecuaciones en los patios de alimentadores MT, los cuales podrían interferir en el crecimiento de la S/E.</p> <p>Adicionalmente, no se identifica en el informe, un análisis del desarrollo del proyecto Ampliación en SE Cerrillos (NUP1153) el, cual incluye la modificación en la configuración de BS a BP+BT en patio 110 kV.</p> <p>Actualmente se encuentran los proyectos BESS Cerrillos y BESS Alianza utilizando los paños disponibles que deja el proyecto NUP1153 por lo cual a nuestro juicio, se debiese mantener la ampliación del patio en una (01) posición.</p>	Se sugiere revisar el proyecto y dependiendo del resultado, complementar o actualizar la propuesta.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En virtud de los antecedentes presentados en esta observación y desde otros interesados, esta Comisión actualiza los alcances de esta obra que permiten abarcar los nuevos antecedentes recopilados en esta instancia. Sus detalles son incorporados al presente ITF.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-15	Coordinador	Ampliación en S/E Maipú (RTR ATMT)	<p>No se identifica en el informe una individualización de las etapas constructivas, la dificultad de obtener la autorización de desconexiones (criticidad de cargas alimentadas), considerando que el Transformado T4 se encuentra actualmente con un proyecto de reemplazo y que no necesariamente se podría utilizar la misma posición.</p> <p>Además, no se identifica en el informe, un análisis del desarrollo de la posibilidad constructiva de respaldar los actuales alimentadores asociados al transformador N°4 a reemplazar.</p> <p>Por otro lado, para la ampliación de patio 12,5 kV propuesta, se debe considerar que el actual patio asociado al transformador N°4 se encuentra desarrollado en celda y actualmente incluye el paño general para conexión del transformador N°4. Por lo anterior, se identifica la necesidad de considerar ampliación de la sala de celdas.</p>	Se sugiere revisar el proyecto y dependiendo del resultado, modificar la propuesta de ampliación en S/E Maipú y su VI.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se modifica la obra de expansión "Ampliación en S/E Maipú" en función de esta y otras observaciones realizadas para el ITP 2024.</p>
27-16	Coordinador	Anexo 1: Proyectos No Recomendados ID 01-35 Observación a la evaluación de la obra "Ampliación en S/E Carrascal (NTR ATMT)"	<p>En la respuesta a la propuesta, se señala que la obra no cumple con los criterios necesarios para su recomendación, debido a que el análisis considera la operación de una de las unidades de transformación en vacío, y que, de tomar demanda, no se observarían problemas de suficiencia en el horizonte de análisis.</p> <p>Sin embargo, es importante señalar que la información disponible de la configuración de la subestación, muestra que el transformador en vacío está conectado a la barra auxiliar del transformador N°1 de la S/E Carrascal, lo que imposibilitaría el traspaso de carga y no puede tomar demanda desde alimentadores. Por este motivo, dicho transformador no fue considerado como parte de la capacidad de transformación disponible para tomar carga.</p> <p>Adicionalmente, en los anexos del ITP 2024, se observa que el traspaso de carga indicado, no se encuentra reflejado en las proyecciones de uso del transformador, con lo cual, el transformador N°2 de esta subestación presentaría cargabilidades mayores a la capacidad nominal.</p>	Se sugiere revisar la factibilidad técnica del traspaso de carga señalado, con el fin de confirmar los supuestos para el análisis de suficiencia. El objetivo de la propuesta, es asegurar la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión en el área de influencia de la S/E Los Carrascal.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Al respecto, es necesario indicar que la actual unidad que se encuentra en vacío tendría una restricción técnica, en media tensión, que es solucionable por medio de una Obra Menor y no necesariamente a través de un proceso de expansión, sin perjuicio de que este tipo de obras sí se han realizado con anterioridad, a propósito de que se va a intervenir una subestación por problemas de suficiencia y se aprovecha la instancia para hacer normalizaciones y otras obras que puedan no solo resolver los problemas de suficiencia sino que aumentar la seguridad del abastecimiento.</p> <p>En este caso, y considerando que la actual unidad de transformación de la S/E Carrascal opera en vacío pero se remunera del mismo modo que el resto de las unidades de transformación que si toman carga, esta Comisión no acoge la incorporación de esta obra en el presente proceso de expansión, toda vez que, de acuerdo con los análisis realizados, se demuestra que si el transformador en vacío descargara el resto de las unidades en operación en la S/E Carrascal, los problemas de suficiencia se mitigarían durante el periodo de análisis. En los anexos del Informe se encuentra el análisis de sensibilidad considerando una eventual descarga de demanda hacia la unidad que opera en vacío.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-17	Coordinador	Anexo 1: Proyectos No Recomendados ID 01-36 Observación a la evaluación de la obra "Ampliación en S/E Los Dominicos (RTR ATMT) "	<p>En la respuesta a la propuesta, se señala que la obra no cumple con los criterios necesarios para su recomendación, debido a que el análisis considera la operación de una de las unidades de transformación en vacío, y que, de tomar demanda, no se observarían problemas de suficiencia en el horizonte de análisis.</p> <p>Sin embargo, es importante señalar que la información disponible de la configuración de la subestación, muestra que el transformador en vacío está conectado a la barra auxiliar del transformador N°1 de la S/E Los Dominicos, lo que imposibilitaría el traspaso de carga y no puede tomar demanda desde los alimentadores. Por este motivo, dicho transformador no fue considerado como parte de la capacidad de transformación disponible para tomar carga.</p> <p>Adicionalmente, en los anexos del ITP 2024, se observa que el traspaso de carga indicado, no se encuentra reflejado en las proyecciones de uso del transformador, con lo cual, el transformador N°1 de esta subestación presentaría cargabilidades mayores al 90% de su capacidad nominal.</p>	Se sugiere revisar la factibilidad técnica del traspaso de carga señalado, con el fin de confirmar los supuestos para el análisis de suficiencia. El objetivo de la propuesta, es asegurar la suficiencia y seguridad del suministro en el área de influencia de la S/E Los Dominicos.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la observación, es necesario indicar que la actual unidad que se encuentra en vacío tendría una restricción técnica que es solucionable por medio de una Obra Menor y no necesariamente a través de un proceso de expansión, sin perjuicio de que este tipo de obras sí se han realizado con anterioridad, a propósito de que se va a intervenir una subestación por problemas de suficiencia y se aprovecha la instancia para hacer normalizaciones y otras obras que puedan no solo resolver estos problemas sino que aumentar la seguridad del abastecimiento.</p> <p>En este caso, y considerando que la actual unidad de transformación de la S/E Los Dominicos opera en vacío pero se remunera del mismo modo que el resto de las unidades de transformación que si toman carga, esta Comisión no acoge la incorporación de esta obra en el presente proceso de expansión, toda vez que, de acuerdo con los análisis realizados, se demuestra que si el transformador en vacío descargara el resto de las unidades en operación en la S/E Dominicos, los problemas de suficiencia se mitigarían durante el periodo de análisis. En los anexos del Informe se encuentra el análisis de sensibilidad considerando una eventual descarga de demanda hacia la unidad que opera en vacío.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-18	Coordinador	Anexo 1: Proyectos No Recomendados ID 01-39 Observación a la evaluación de la obra "Ampliación en S/E Ochagavía (RTR ATMT)"	<p>En la respuesta a la propuesta, se señala que la obra no cumple con los criterios necesarios para ser incorporada en el plan de expansión, basándose en los análisis de suficiencia descritos en los puntos 7.4.3 y 7.4.4.</p> <p>Sin embargo, es importante considerar que uno de los transformadores de la S/E Ochagavía, actualmente en vacío, se encuentra operando como respaldo "en caliente", siendo este un equipo del año 1948 con más de 70 años en servicio. Esta condición es consistente con los resultados presentados en el anexo del ITP, donde dicho transformador tampoco se utiliza en las simulaciones de cargabilidad.</p> <p>Adicionalmente, los resultados del anexo muestran que el transformador de 50 MVA de esta subestación alcanza un 90% de cargabilidad en 2024 y se estima un nivel de uso de 110% al año 2033.</p>	<p>Se sugiere revisar la factibilidad técnica del traspaso de carga señalado, con el fin de confirmar los supuestos para el análisis de suficiencia. El objetivo de la propuesta, es asegurar la suficiencia y seguridad del suministro en el área de influencia de la S/E Ochagavía.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a las características técnicas y la edad del equipo que actualmente se encuentra operando en vacío, esta Comisión aclara que dicho equipo recibe remuneración en los mismos términos que la unidad operando con carga y bajo el mismo estándar en barra AT. En este sentido, se cumplen todas las condiciones para que, el Plan de Expansión, lo considere habilitado para tomar demanda y descargar la unidad actualmente en operación con carga.</p> <p>Adicionalmente, se destaca que la unidad de transformación de la S/E Ochagavía, actualmente operando en vacío, es remunerada bajo el formato de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). Por lo tanto, si la edad del equipo representa una restricción operacional para el sistema, corresponde al propietario realizar las gestiones necesarias para garantizar su correcta operación y el cumplimiento de las funciones por las cuales recibe remuneración.</p> <p>Por último, según los análisis realizados por esta Comisión, en el caso de que el equipo que actualmente opera en vacío asumiera parte de la carga del equipo en operación, no se identifican problemas de suficiencia dentro del periodo de análisis.</p> <p>En consecuencia, no se acoge la observación. Adicionalmente, en los anexos del Informe se incluye el análisis de sensibilidad que considera una eventual redistribución de la demanda hacia la unidad que opera en vacío.</p>
27-19	Coordinador	Anexo 1: Proyectos No Recomendados ID 01-40 Observación a la evaluación de la obra "Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)"	<p>En la respuesta a la propuesta, se argumenta que los problemas de suficiencia en la S/E San José podrían ser mitigados mediante un balance de las cargas conectadas a los transformadores de poder, lo que permitiría postergar la incorporación de esta obra en el proceso de expansión.</p> <p>No se identifica en el ITP un análisis de la viabilidad de los traspasos de carga, considerando las condiciones operativas específicas y las limitaciones técnicas de cada transformador.</p> <p>La cargabilidad estimada por el Coordinador para el transformador T1 el año 2033 alcanza el 112% de la capacidad nominal. Asimismo, se proyecta para el transformador T3 un 98.52% en 2033.</p>	<p>Se sugiere revisar la factibilidad de realizar los traspasos de carga propuestos. El objetivo de la propuesta, es asegurar la suficiencia y seguridad del suministro en el área de influencia de la S/E San José.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Considerando la observación, esta Comisión realiza nuevamente un análisis de traspasos de demanda entre las distintas unidades, considerando factibilidad y bloques de demanda razonables a traspasar y no se observan problemas de suficiencia en el periodo de análisis. Sin perjuicio de lo anterior, este balance de demanda podría no ser suficiente durante los análisis del siguiente proceso de expansión, por lo que se posterga su incorporación al presente informe técnico final. En los anexos del Informe se encuentra el análisis de sensibilidad considerando una eventual descarga de demanda hacia la unidad que opera en vacío.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-20	Coordinador	Anexo 1: Proyectos no Recomendados Id Obra: 01-21 "Aumento de Capacidad línea 1x220 kV O'Higgins – Nueva La Negra (Liqcau)"	<p>En la respuesta a la propuesta, se argumenta que los problemas de suficiencia entre los antecedentes enviados en esta propuesta del Coordinador, no se explica el crecimiento de demanda de la zona al año 2028.</p> <p>Al respecto, es importante indicar que actualmente los proyectos de consumos Genesis (135 MW) y Nueva Carbonato (90 MW) cuya fecha de PES se estima para el año 2025, cuentan con aprobación de sus respectivas SAC y listos para declararse en construcción.</p> <p>Adicionalmente, en la zona se encuentra el proyecto "Aguas Maritimas" de CRAMSA Infraestructura SpA (actualmente en calificación en el SEIA), el cual dentro de su sistema eléctrico considera el Subsistema 1 (Línea 2x220 kV S/E Nueva La Negra – S/E Planta Desalinizadora) cuyo punto de conexión corresponde a la S/E Liqcau 220 kV. De acuerdo con la información recibida por CRAMSA, se proyecta un consumo de 108 MW para el año 2028 pasando a 216 MW a partir de 2030.</p> <p>De esta manera, la zona proyecta un crecimiento de su demanda del orden de 440 MW al año 2030, a lo que adicionalmente se debe sumar el crecimiento de la demanda proyectada en los tramos Liqcau 220->Liqcau110 y La Negra110->La Negra023.</p>	Se sugiere revisar el estado de los proyectos en la zona, su demanda proyectada y considerar la Obra en el Plan 2024, incorporando además la obra "Ampliación en S/E Liqcau y Seccionamiento del circuito N°2 de la línea 2x220 kV O'Higgins – Coloso" presentada en la Propuesta Preliminar 2025 del Coordinador.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Esta Comisión considera que no se disponen de antecedentes suficientes para justificar la incorporación de la obra en el presente proceso de expansión. En particular, si bien se reconoce que existen grandes bloques de demanda en el sector, estos podrían contar con otras alternativas de solución más acordes con los plazos de conexión requeridos.</p> <p>Asimismo, no se dispone de un cronograma claro de conexión y toma de carga de estas factibilidades. Dado que el Coordinador ha presentado esta obra en el proceso de expansión 2025, esta Comisión ha decidido postergar su evaluación para el próximo proceso. Esto permitirá contar con información más detallada que respalde una decisión adecuada sobre su inclusión o la consideración de otras alternativas de solución.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-21	Coordinador	4.2 Obras Nuevas Tabla 4-7: Obras Nuevas del Sistema A Proyecto Nueva S/E Palca	<p>La zona de emplazamiento de la subestación se ubica en un Sitio Prioritario de estrategia regional de biodiversidad denominado "Quebrada Camarones", donde se encuentran especies endémicas, amenazadas o en peligro de extinción tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Golondrinas de mar del norte de Chile, especies clasificadas en peligro de extinción, vulnerables y datos insuficiente, donde además el SEA ha publicado en octubre del 2024 la Guía "Criterio de Evaluación SEIA: Golondrina de Mar en el marco del SEIA" para su correcta caracterización y levantamiento de información dado su complejo sistema de nidificación bajo tierra y en diferentes estaciones del año. - Picaflor de Arica, especie clasificada en peligro crítico, cuyas condiciones especiales de apareamiento conllevan un desafío importante para la conservación de esta especie dado que podría generar la eliminación de sitios de nidificación en el área intervenida. - Flora costera del norte de Chile, clasificada vulnerable, en peligro y en peligro crítico. <p>Por otro lado, se han encontrado restos arqueológicos de la cultura Chinchorro en sus alrededores.</p>	Se solicita revisar el plazo constructivo de 36 meses para asegurar un adecuado levantamiento de información para la gestión ambiental	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica el plazo constructivo de la Nueva S/E Palca a 48 meses. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión recomienda a las partes interesadas remitir los antecedentes de sus análisis junto con sus observaciones, en caso de identificar requerimientos adicionales a los expuestos en las descripciones de los proyectos.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-22	Coordinador	Anexo 1: Proyectos no Recomendados Id Obra: 01-23 "Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT)"	En el informe técnico preliminar, se menciona que los análisis de suficiencia realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 7.4.3 y 7.4.4 del ITP, muestran que, si bien al año 2030 podría existir un incumplimiento al criterio de suficiencia en la S/E Monte Patria, los antecedentes con los que cuenta la Comisión indican que una eventual ampliación en la S/E presentaría dificultades constructivas. En consecuencia, si el proponente presenta antecedentes adicionales que señalen la obra adecuada para solucionar los problemas de suficiencia esperados en la S/E Monte Patria, dichos documentos podrían ser considerados para ser incorporados en el Informe Técnico Final.	El Coordinador realizará una modificación en el alcance de la obra propuesta, normalizando la barra de la subestación, considerando la posibilidad de cambiar la configuración a barra principal seccionada mas transferencia, el seccionamiento de la línea, más una nueva posición para el transformador, ya que se aprecia factibilidad dentro del terreno para esta obra. Este análisis de ingeniería será desarrollado por el Coordinador y compartido con la industria, previo a la emisión del ITF 2024.	No se acoge la observación. Considerando las observaciones recibidas respecto al diagnóstico de la S/E Monte Patria y las dificultades de ejecutar una obra de ampliación en la misma subestación, esta Comisión incorporó obras de expansión como parte del proyecto denominado "Apoyo a Monte Patria", para mitigar los problemas de suficiencia en la S/E Monte Patria y aumentar la seguridad del abastecimiento de la zona.
27-23	Coordinador	Proyecto no recomendado PET 2024 CEN: "Ampliación línea 1x66 kV Enlace Buenavista - Curicó".	Revisando la información disponible en el ITP en particular la sección "02 Otros Anexos carpeta 04 Base Digsilent" se puede observar que la línea "1x66 kV Rauquén Curico", que será seccionada para permitir el enlace con la "Nueva S/E Buenavista, se encuentra modelada con una capacidad de $I = 0.317$ kA, lo cual equivale a 35 MVA. La información disponible en la plataforma infotecnica, señala que la capacidad de esta línea (para una temperatura ambiente de 30°) es de $I = 0.209$ kA equivalente a 23.8 MVA, capacidad menor a los 28.6 MVA de flujo que muestra el escenario de operación Dmax Buenavista-Curico 2032 el ITP dispone en la base de datos Power Factory. Por lo anterior, este Coordinador mantiene la necesidad de la obra planteada.	Se sugiere evaluar esta condición y dependiendo del resultado, incorporar esta obra en el ITF.	Ver respuesta de observación 18-25.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-24	Coordinador	Proyecto no recomendado PET 2024 CEN: "Ampliación en S/E San Francisco de Mostazal (RTR ATMT)".	<p>Revisando la información de los anexos del ITP, en particular el archivo "Análisis Radial ITP 2024.xlsx" se puede observar que las cargabilidades de los transformadores de la S/E San Francisco de Mostazal para un percentil "Carg.P99.0[%]" año al 2032 son de: T1=33.47% y T2=86.98%.</p> <p>Las medidas obtenidas desde la plataforma pública del Coordinador, permite obtener una proyección esperada para el transformador T2 de un 86% al año 2032 y de un 83% para el T1. Estos valores son similares a los presentados por CGE al Coordinador como respuesta a la solicitud de información para el proceso de encuesta de demanda a clientes regulados para el proceso PET 2025 (archivo "CGE Zonal.xlsm"), donde presentan una cargabilidad del 85% para el transformador T1 y una cargabilidad del 89% para el T2.</p>	Se sugiere revisar la proyección de demanda en base a la información disponible y dependiendo del resultado, incorporar la obra en S/E San Francisco de Mostazal.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Con respecto a la observación realizada y de acuerdo con los antecedentes que esta Comisión dispone, si bien se proyecta una cargabilidad superior al 85% en una de las unidades de la S/E San Francisco de Mostazal, hay otras subestaciones aledañas como la S/E Graneros o la S/E Codegua que podrían descargar los transformadores de la S/E San Francisco de Mostazal a través de los sistemas de distribución que actualmente se podrían interconectar. Con lo anterior, la cargabilidad de los transformadores de San Francisco de Mostazal no presentarían problemas de suficiencia para el periodo de análisis de este proceso de expansión, sin perjuicio de que durante el próximo proceso se dispongan mayores antecedentes que permitan justificar su incorporación. En consecuencia, no se acoge la observación.</p>
27-25	Coordinador	Proyecto no recomendado PET 2024 CEN:Ampliación S/E Lo Miranda (RTR ATMT)	Revisando la información de los anexos del ITP, en particular el archivo "Análisis Radial ITP 2024.xlsx" se puede observar que para la S/E Lo Miranda, solo se encuentra información disponible para la unidad T1 de esta subestación, sin encontrar información de cargabilidad de la unidad T2. En la información contenida en el ITP se muestra una cargabilidad de 178.53% al año 2032 para un percentil "Carg.P99.0[%]".	Se solicita revisar la información de cargabilidad proporcionada y dependiendo del resultado, evaluar la incorporación del proyecto propuesto en S/E Lo Miranda.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Con respecto a las diferencias en la información contenida en el archivo "Análisis Radial ITP 2024.xlsx" y la actual de la S/E Lo Miranda, esta Comisión acoge la observación y actualiza la información técnica de la subestación agregando la unidad faltante. Con esta modificación, la cargabilidad esperada para las unidades de transformación de la S/E Lo Miranda es inferior al 85% en el periodo de análisis del presente plan. En consecuencia, esta Comisión no ve necesario incorporar una obra de expansión en el presente proceso en la S/E Lo Miranda.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-26	Coordinador	Proyecto no recomendado PET 2024 CEN: Ampliación S/E Cocharcas (RTR ATMT)	<p>Si bien en el ITP se descarta la propuesta indicando que: "no se tiene claridad cuáles son los perfiles de demanda asociados a cada uno de los transformadores 66/15 kV de la S/E Cocharcas que permitan determinar la proyección de demanda asociada a cada unidad y determinar así su diagnóstico", el archivo de demandas del ITP muestra una cargabilidad al año 2032 del 99.4% para un un percentil "Carg.P99.0[%]" asociado al Transformador 66/13.8 kV - 12 MVA de esta instalación.</p> <p>El valor de cargabilidad presentado en el ITP es consistente al obtenido por el Coordinador en su diagnóstico 2025. A pesar que en el proceso de expansión 2020 DE 187/2021 se encuentra contenida la obra "AMPLIACIÓN EN S/E MONTERRICO (NTR ATMT)" (PES estimada inicio 2026), esta obra sería insuficiente para asegurar la suficiencia del transformador 66/13.8 kV - 12 MVA de esta instalación de S/E Cocharcas.</p>	Se solicita revisar la información de cargabilidad proporcionada y dependiendo del resultado, evaluar la incorporación del proyecto propuesto "Ampliación S/E Cocharcas (RTR ATMT)".	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a los antecedentes presentados, esta Comisión evaluó los perfiles de demanda asociados a la unidad 66/13.8 kV de 12 MVA de la S/E Cocharcas y el proyecto de ampliación en S/E Monterrico (Plan de Expansión 2021) llegaría para descargar esta unidad. A la fecha, no se tiene claridad si va a ser o no suficiente para mitigar sus problemas de suficiencia ya que no se tienen los antecedentes de la empresa distribuidora de la zona. Por otro lado, la demanda asociada a este transformador sería principalmente libre por lo que, de no existir evidencia adicional, uno puede asumir que no tendría un crecimiento vegetativo en el tiempo. A juicio de esta Comisión, ante la incertidumbre del comportamiento de la demanda asociada a esta unidad, su eventual descarga con el nuevo transformador de S/E Monterrico y las tasas de crecimiento que se están considerando en este transformador, esta Comisión no acoge la observación, sin perjuicio que durante el próximo proceso de expansión se abarcará la situación de esta S/E y del abastecimiento del sector.</p>
27-27	Coordinador	Proyecto no recomendado PET 2024 CEN:Nueva Subestación Punilla 154/13,8 kV	Si bien en el ITP se estima que la obra es necesaria a partir del 2025 la descarta por no llegar en plazo, no existe una alternativa que evite desconexión de clientes por sobrecarga en la S/E San Carlos. Este Coordinador considera conveniente, por temas de suficiencia, la necesidad incluir esta obra en el Plan, con un eventual condicionamiento a la materialización de un proceso de obra urgente.	Se solicita revisar las alternativas para suministrar la demanda de la S/E San Carlos y dependiendo del resultado, evaluar la incorporación del proyecto propuesto "Nueva Subestación Punilla 154/13,8 kV" en las condiciones indiadas.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Dado que la observación no aporta antecedentes adicionales a los ya presentados en la etapa de propuestas del proceso de expansión 2024, esta Comisión mantiene su evaluación original.</p> <p>Adicionalmente, la reciente publicación de la Ley 21.721, que introduce modificaciones a la LGSE, otorga facultades a los organismos competentes para abordar problemáticas como las del sector de San Carlos y sus alrededores. En este contexto, esta Comisión considera que la incorporación de la obra en el presente proceso de expansión no es pertinente.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-28	Coordinador	Proyecto no recomendado PET 2024 CEN:Nueva S/E Diguillín (Ex Nueva Chillán)	<p>En el ITP se indica que las obras: "Nueva S/E Río Viejo" y "Nueva S/E Guanguali", solucionan los problemas de expansión de la zona de Chillán. Sin embargo, estas obras dependen del Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa.</p> <p>De acuerdo a la experiencia en la ejecución de las obras "Ampliación de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Chillán" y "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas" (problemas constructivos y permisos para otorgar desconexiones), las cuales son similares a la contenida en el ITP 2024, se recomienda que la "Nueva S/E Río Viejo cuente con los espacios necesario para una futura alimentación en 220 kV a través de la línea 1x220 kV Entre Ríos - Río Viejo. La propuesta de la alimentación 220 kV busca complementar la solución de infraestructura para la región de Ñuble, debido a que toda la red de transmisión zonal de esta región depende de la operatividad del transformador AT/AT 220/154 kV - 290 MVA.</p>	Se sugiere revisar las alternativas de suministro e incorporar en el análisis lo señalado en la observación. Dependiendo del resultado, modificar el proyecto, contemplando que la nueva S/E Río Viejo tenga un punto de conexión 220 kV mediante la incorporación de la nueva Línea 1x220 kV Río Viejo - Entre Ríos.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En vista a los antecedentes presentados en esta observación, esta Comisión coincide con el diagnóstico y que sería oportuno incorporar una eventual llegada en 220 kV que pudiera apoyar el abastecimiento de la zona. En consecuencia, se acoge la observación y se incorpora la modificación en el alcance de la obra en la obra de expansión denominada "Nueva S/E Río Viejo".</p>
27-29	Coordinador	Nueva S/E Docamavida 66/23 kV	<p>De acuerdo a los resultados del diagnóstico 2025 realizado por el Coordinador, el transformador de la S/E Licantén TR1 66/23 kV - 10 MVA presenta una cargabilidad del 88% al año 2032.</p> <p>Por su parte la empresa CGE dentro de la información enviada al Coordinador, como respuesta a la encuesta de clientes regulados proceso 2025, muestra una cargabilidad del 90% al año 2032.</p> <p>El archivo "Análisis radial ITP 2024.xlsx" del ITP indica una cargabilidad del 82.43% al año 2023 y una cargabilidad del 85.61% al 2033.</p>	Se sugiere revisar la proyección de demanda en base a la información disponible y dependiendo del resultado, incorporar la obra Nueva S/E Docamavida 66/23 kV.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En el anexo de Obras No Recomendadas del ITP 2024, respecto a esta propuesta, se mencionó que faltaban antecedentes respecto a su idoneidad, considerando la ubicación propuesta y sus opciones efectivas de poder descargar la S/E Licantén. Sin perjuicio de lo anterior, en los antecedentes de esta observación no se incorporó información al respecto, por lo tanto, sigue la incertidumbre de la efectividad de esta alternativa de solución versus otras alternativas. En consecuencia, y considerando que, de acuerdo con los antecedentes de demanda de esta Comisión, existirían problemas de suficiencia durante el próximo periodo de expansión de la transmisión, no se acoge esta observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
27-30	Coordinador	Proyecto no recomendado CGE: "Ampliación en S/E Itahue 66/13,8kV".	De acuerdo a los resultados del diagnostico 2025 realizado por el Coordinador el transformador de la S/E Itahue TR1 66/13.8 kV - 5.2 MVA presenta una cargabilidad del 88% al año 2032. Por su parte indicar que CGE dentro de la información enviada al Coordinador, como respuesta a la encuesta de clientes regulados, exhibe una cargabilidad del 90% al año 2032. El archivo "Análisis radial ITP 2024.xlsx" del ITP indica una cargabilidad del 82.43% al año 2023 y una cargabilidad del 85.61% al 2033.	Se sugiere revisar la proyección de demanda en base a la información disponible y dependiendo del resultado, incorporar la obra "Ampliación en S/E Itahue 66/13,8kV".	Ver respuesta a observación ID 18-22.

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
28-01	Enel Generación	1.- Anexo 1: Proyectos No Recomendados	Dentro de las obras incluidas en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión no se incluyen obras para fortalecer el Sistema de Transmisión Nacional en la zona del Norte Chico que permitan resolver restricciones existentes y esperadas de acuerdo con los informes desarrollados por el Coordinador Eléctrico Nacional, aún existiendo obras que cumplen con los criterios definidos para la inclusión de obras al Plan de Expansión anual de Transmisión.	Se propone incluir dentro del Plan de Expansión anual de Transmisión 2024 a la obra "Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada" propuesta por el Coordinador Eléctrico Nacional, puesto que cumple con los criterios definidos en la sección 7.4.9 del Informe Preliminar al ser eficiente en más del 50% de los EGPT. Cabe destacar que en la sección 7.4.9 no se indica como criterio el análisis de los beneficios durante los primeros años de entrada en operación. Adicionalmente, se indica que este proyecto posee beneficios en la operación del SEN reduciendo restricciones en las líneas de 220 kV ubicadas entre las subestaciones Don Hector y Nueva Pan de Azúcar, permitiendo una mayor inyección de generación renovable de la zona, junto con poseer un tiempo de construcción corto y características para su implementación que no implican un efecto adverso o complicaciones para la operación del SEN durante su construcción.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La observación plantea la posible existencia de una contradicción entre lo señalado en el artículo 87° de la Ley, respecto a la incorporación de obras que resulten económicamente eficientes, y la decisión de postergar la inclusión de la obra en cuestión debido a la ausencia de beneficios positivos en sus primeros años de operación. Sin embargo, este planteamiento no es correcto, ya que el hecho de que una obra no genere beneficios netos positivos en sus primeros años sugiere que su incorporación en futuros planes de expansión permitiría mejorar los resultados de la evaluación y, en consecuencia, optimizar su eficiencia económica.</p> <p>No obstante, esta Comisión considera en sus evaluaciones la oportunidad de incluir cada proyecto en los planes de expansión, tomando en cuenta su envergadura, los riesgos asociados a su licitación, su desarrollo y su puesta en servicio, conforme a lo establecido en el artículo 87° de la LGSE. En este sentido, la viabilidad de cada proyecto será reevaluada en los próximos procesos de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
29-01	Copelec	1.- Nueva S/E Guangualí	<p>El proyecto Nueva S/E Guangualí descrito en el ITP emitido por CNE via Res. Exenta nº 686 del 20/diciembre/2024, contempla la construcción de una nueva subestación, denominada Guangualí, con patios de 66 kV y 15 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 66/15 kV de, al menos, 50 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 configuración del patio de 66 kV de la subestación Guangualí corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia con capacidad de barra de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para nueve posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación 66/15 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Quilmo 2 – Chillán, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo. Al respecto, COPELEC observa a CNE que para un mejor aprovechamiento de las instalaciones de Transmisión existentes en la zona de Chillán, la Nueva S/E Guangualí debiese considerar la posibilidad de contar con un retiro en media tensión en nivel de tensión de 13,8 kV que corresponde al nivel de voltaje con que mayormente opera COPELEC en la zona urbana y rural en la comuna Chillán y alrededores . Con estas soluciones se permitirá abastecer la demanda a todo evento en la comuna de Chillán (zona sur) y Chillán Viejo (inclusive si existiese una falla o desconexión programada en las S/E Chillán y/o S/E Monterrico). De tal forma 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>En el ITP emitido por CNE via Res. Exenta nº 686 del 20/diciembre/2024, en particular en el punto 4.2.6 denominado "Nueva S/E Guangualí y nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo", se propone <u>adicionar a lo correctamente dispuesto en el documento por CNE</u>, que el proyecto de Nueva S/E Guangualí contemple <u>además</u> la incorporación paño completo para la conexión de de un transformador de poder 66/13,8 kV de al menos 30 MVA, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Por lo tanto, el proyecto nueva S/E Guangualí 66/13,8 kV dispondría de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Patio de 66 kV y sus respectivas configuraciones. • 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. 	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La observación de la empresa Copelec va en el sentido de aumentar la seguridad de suministro de sus redes de distribución. Al respecto, es necesario notar que ya se han propuesto obras en este sentido, en particular, la ampliación en la S/E Monterrico y el nuevo sistema propuesto para las localidades de Coihueco y Pinto, por lo que no se visualiza la necesidad de contar con un punto adicional de suministro para las redes de 13,8 kV de la zona.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
29-02	Copelec	2.- Nueva S/E Río Viejo	<p>El proyecto Nueva S/E Río Viejo descrito en el ITP emitido por CNE via Res. Exenta nº 686 del 20/diciembre/2024, contempla la construcción de una nueva subestación, denomina Río Viejo, con patios AT/AT. A su vez, el proyecto considera la instalación de dos equipos de transformación 154/66 kV de, al menos, 90 MVA cada uno, ambos con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.. Además se señala que la configuración del patio de 154 kV corresponderá a doble barra principal y barra de transferencia, con capacidad de, al menos, 700 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para once posiciones, de manera de permitir la conexión de los dos equipos de transformación 154/66 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x154 kV Monterrico – Montenegro, la conexión del seccionamiento de la línea 1x154 kV Pueblo Seco – Chillán, la conexión de un banco de condensadores, 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 Chillán, la Nueva S/E Río Viejo debiese considerar la posibilidad de contar con un retiro en media tensión en nivel de tensión de 13,8 kV que corresponde al nivel de voltaje con que mayormente opera COPELEC en la zona urbana y rural en la comuna Chillán y alrededores . Con estas soluciones se permitirá abastecer la demanda a todo evento en la comuna de Chillán (zona sur) y Chillán Viejo (inclusive si existiese una falla o desconexión programada en las S/E Chillán y/o S/E Monterrico). De tal forma 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</p>	<p>En el ITP emitido por CNE via Res. Exenta nº 686 del 20/diciembre/2024, en particular en el punto 4.2.7 denominado "Nueva S/E Río Viejo", se propone <u>adicionar a lo correctamente dispuesto en el documento por CNE</u>, que el proyecto de Nueva S/E Río Viejo contemple <u>además</u> la incorporación paño completo para la conexión de de un transformador de poder 66/13,8 kV de al menos 30 MVA, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Por lo tanto, el proyecto nueva S/E Guangualí 66/13,8 kV dispondría de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Patio de 66 kV y sus respectivas configuraciones. • 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. 	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a lo que se solicita la observación, esta Comisión informa que en el proceso de expansión del año 2023 se incorporó una obra de expansión denominada "Nueva S/E Pinto", la cual consideró una nueva unidad de transformación 66/13.8 kV de 30 MVA que permitirá cumplir objetivos similares a aquellos que se cumplirían si se incorporara una nueva unidad de transformación en la S/E Río Viejo. En consecuencia, esta Comisión no acoge la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
			expansión a nivel AT/MT en el largo plazo. d) Incentivar el desarrollo de la zona.		

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
29-03	Copelec	1.- Nueva S/E Chillán 220/66 KV – 90 MVA y Nueva Línea 2X220 KV – 200 MVA Entre Ríos – Chillán.	<p>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 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>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 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 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>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la observación que propone la inclusión de la Nueva S/E Chillán 220/66 KV – 90 MVA y Nueva Línea 2X220 KV – 200 MVA Entre Ríos –Chillán, no es claro cuál sería el objetivo de esta obra y qué criterio lo justificaría, especialmente, considerando que en el actual proceso de expansión se incorporó la obra de expansión "Nueva S/E Río Viejo" la que, a juicio de esta Comisión, tendría alcances similares a la propuesta de esta observación ya que mitigaría los mismos problemas de suficiencia y seguridad del abastecimiento de esta zona. En vista de lo anterior, y considerando que el presente proceso de expansión sí incorpora una obra nueva que busca mitigar los problemas diagnosticados para esta zona, no se acoge la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
				<p>Luego, la reconsideración de la obra indicada ayudará sin duda a mejorar la robustez del sistema dado que brindará a 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.</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
29-04	Copelec	2.- Ampliación de Capacidad en S/E Tres Esquinas Bulnes de COPELEC.	<p>El proyecto "Ampliación de Capacidad en S/E Tres Esquinas Bulnes", fue presentado por el Coordinador Eléctrico Nacional en su propuesta de Plan de Expansión de la Transmisión 2023. Al respecto, el proyecto consiste en el reemplazo del equipo TR2 66/13,8 kV de MVA por una unidad de 25 MVA más las adecuaciones y normalizaciones correspondiente en los paños de AT y MT de esta subestación. El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. Dentro de los análisis indicados por el Coordinador Eléctrico Nacional en su Informe, se indica que de los análisis desarrollados para esta instalación, se puede establecer que la demanda promedio de los transformadores AT/MT que son parte de esta subestación, presentan una cargabilidad promedio del 112% al año 2028, siendo la unidad TR1 la que presenta una mayor cargabilidad (153%) a ese año, y sobrepasando su capacidad nominal al año 2025.</p> <p>(Se adjunta un diagrama unilineal del sistema en torno a la S/E Tres Esquinas)</p>	<p>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 Comisión Nacional de Energía reconsiderar la incorporación en el Informe Técnico Final (ITF) la obra de Transmisión Zonal denominada Aumento de Capacidad en S/E Tres Esquinas Bulnes, considerando los antecedentes indicados en la columna de observación. Importante considerar que el proyecto ya fue levantado por el Coordinador Eléctrico Nacional en su PET 2023, por lo cual, a partir de la infraestructura existente en la zona (Nueva S/E Montenegro y LAT de 66 kV Montenegro-Lucero, la cual conecta con S/E Seccionadora Lucero), se determina que en esta instancia el proyecto de Aumento de Capacidad en S/E Tres Esquinas Bulnes es técnicamente factible de ejecutar.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra de expansión "Ampliación de Capacidad en S/E Tres Esquinas Bulnes" no fue recibida por esta Comisión en el periodo de presentación de propuestas para el proceso de expansión 2024 y, por tanto, esta observación se considera como no presentada, de acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del artículo 111 del Reglamento de Planificación. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión cumple con informar que, actualmente, el transformador T7 de la S/E Tres Esquinas opera en vacío debido a que el alimentador denominado "Cantarrana" fue traspasado a la S/E Montenegro. En consecuencia, se dispone de capacidad en la S/E Tres Esquinas que permitirá balancear las cargas y mitigar los problemas de suficiencia en la zona. Por todo lo anterior, esta Comisión no acoge la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar Observación	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
29-05	Copelec	3.- Nueva S/E Punilla	<p>El proyecto "Nueva S/E Punilla", fue presentado por el Coordinador Eléctrico Nacional en su propuesta de Plan de Expansión de la Transmisión 2024. Al respecto, el proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación 154/13,8 kV mediante el seccionamiento de la línea 1x154 kV Buli - Monterrico a al menos 20,5 kilómetros de la S/E Monterrico, con sus respectivos paños de línea y patios de 66 kV y 13,8 kV. El proyecto contempla la instalación de un transformador 154/13,8 kV de 30 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) con sus correspondientes paños de conexión. La nueva S/E Punilla se proyecta con un patio de 154 kV en configuración barra principal seccionada más transferencia, donde una posición es usada para la conexión de un transformador de 154/13,8 kV de 30 MVA y dos para el seccionamiento de línea. En cuanto al patio de 13,8 kV, se propone un patio en configuración barra principal seccionada más transferencia, con una posición para la conexión del nuevo transformador y otras 4 posiciones para la conexión de alimentadores. El Proyecto presenta su justificación respecto a la sobrecarga (98% al 2025 y 113% al 2031) que eventualmente existirá en el tramo 1x66 kV Buli-San Carlos luego de la puesta en servicio de S/E Buli. En atención a esto, el Coordinador Eléctrico Nacional propone realizar traspasos de demanda desde S/E San Carlos hacia la Nueva S/E Punilla. Además, se tiene que la ampliación de capacidad de la línea 1x66 kV Monterrico-Cocharcas ha sido declarada desierta en sus 2 últimas licitaciones, por lo cual, el proyecto de Nueva S/E Punilla toma relevancia para dar solución a la crisis de abastecimiento de la demanda en la zona norte de la región de Ñuble.</p>	<p>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 Comisión Nacional de Energía reconsiderar la incorporación en el Informe Técnico Final (ITF) la obra de Transmisión Zonal denominada Nueva S/E Punilla que contempla la instalación de un transformador 154/13,8 kV de 30 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) con sus correspondientes paños de conexión. El proyecto técnico fue presentado por el Coordinador Eléctrico Nacional en su PET 2024.</p>	<p>Ver respuesta a observación ID 27-27.</p>