

RESPUESTAS A OBSERVACIONES REALIZADAS POR LOS USUARIOS E INSTITUCIONES INTERESADAS INSCRITAS EN EL REGISTRO DE PARTICIPACIÓN CIDADANA AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2020, APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN CNE N° 33 DEL 29 DE ENERO DE 2021.

Espejo de Tarapacá

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
01-1	Numeral 6.3.4.1 Ajuste por demanda	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 realiza un ajuste por demanda de 1.080MW de centrales de punta para cada EGPT sin embargo no incluye estas centrales en las tablas 18, 19, 20, 21, y 22 correspondientes a los respectivos planes de obra por generación para cada escenario.	Incluir en las tablas 18, 19, 20, 21, y 22 las centrales de punta incorporadas en cada EGPT debido al ajuste de demanda. Incluir también las centrales de punta incorporadas por ajustes en la demanda en la tabla 23.	Se acoge la observación. Se actualizaron las tablas en función de lo indicado en la observación.
01-2	Numeral 6.3.4.1 Ajuste por demanda	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 expone en la página 92 que las diferencias entre el modelo de inversión (OSE2000) y el de operación (AMEBA) impactan en los resultados, "lo cual se vuelve especialmente relevante en la medida en que disminuye la participación de centrales de generación despachables y aumenta la participación de centrales de producción variable en el sistema". Lo anterior es una conclusión evidente en consideración de que el modelo AMEBA es de alta resolución y por ende incorpora, entre otros, restricciones físicas del parque generador que no están consideradas en el OSE2000.	Hacer la modelación de inversiones con un modelo de alta resolución (AMEBA, NCP, HELO, u otro) a fin de obtener resultados más realistas sobre cómo se desarrollará el Sistema Eléctrico y las restricciones que este enfrentará en su operación.	No se acoge la observación. La modelación realizada contiene igual nivel de detalle que aquella utilizada en los análisis posteriores mediante el modelo OSE 2000, de modo que los resultados que entregan ambos modelos sean comparables y permitan una adecuada transición desde la etapa de inversiones de generación a los análisis de expansión de la transmisión.
01-3	Numeral 6.3.4.1 Ajuste por demanda	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 expone en la página 92 y 93 que las diferencias entre el modelo de inversión (OSE2000) y el de operación (AMEBA) impactan en los resultados, llegando incluso no ser posible abastecer la totalidad de la demanda en algunas condiciones particulares. Lo anterior lo resuelve el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 mediante una aproximación simple en base a la estadística de ingreso de centrales de punta, incorporando grupos de estas centrales cada 5 años a partir del año 2025, de acuerdo con lo indicado en la Tabla 16. Sin embargo, desde la información revisada no es claro que la inclusión de estas centrales esté impactando el modelo de operación en lo que respecta 1) los costos marginales (y por ende costos	Explicitar en el Numeral 6.3.4.1 (Ajuste por demanda) como la inclusión de centrales de punta como mecanismo de ajuste a la demanda están afectando los costos marginales, costos de operación sistémica, y si se generan desacoples sistémicos en las distintas barras como resultado de esta incorporación de las mencionadas centrales de punta.	No se acoge la observación. En primer lugar, es importante señalar que no es parte de los objetivos del informe técnico del plan anual de expansión de la transmisión realizar el análisis solicitado. Por otra parte, las bases de datos con que simula la operación futura del sistema para las distintas condiciones de oferta, demanda y proyectos analizados, se encuentran disponibles en los Anexos del IT, de modo que, quien lo estime pertinente, puede realizar dicho ejercicio para las condiciones que considere relevantes.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		de operación) y 2) acople sistémico o mercado común del SEN.		Adicionalmente, la incorporación de las unidades señaladas se realiza en el contexto del ajuste de los escenarios de generación, y se realizó bajo la lógica de acotar la obtención de energía no suministrada en condiciones puntuales de disponibilidad de oferta, por lo que su afectación en los resultados de costos marginales a nivel promedio no resulta significativo.
01-4	Numeral 6.3.4.1 Ajuste por demanda	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 expone en la página 92 y 93 que las diferencias entre el modelo de inversión (OSE2000) y el de operación (AMEBA) impactan en los resultados, llegando incluso no ser posible abastecer la totalidad de la demanda en algunas condiciones particulares. Lo anterior lo resuelve el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 mediante una aproximación simple en base a la estadística de ingreso de centrales de punta, incorporando grupos de estas centrales cada 5 años a partir del año 2025, de acuerdo con lo indicado en la Tabla 16. Sin embargo, en el documento nada se discute respecto a si la solución planteada - a saber, la inclusión de centrales de punta como mecanismo de ajuste a la demanda - es eficiente desde el punto de vista del consumidor ya que por un lado este ajuste implica el aumento generalizado de los costos de operación de sistema bajo la hipótesis de un sistema acoplado en desmedro de soluciones de transmisión (como reforzamiento de líneas o almacenamiento) que podrían resultar más eficientes.	Explicitar en el Numeral 6.3.4.1 (Ajuste por demanda) la lógica y costo-efectividad del ajuste realizado (a saber, la inclusión de centrales de punta como mecanismo de ajuste a la demanda) desde la perspectiva del de la eficiencia sistémica y del consumidor; así como las consecuencias que tiene en la modelación de la operación este ajuste respecto a los costos de operación del sistema y los objetivos del artículo 87 de la LGSE.	No se acoge la observación. La incorporación de centrales denominadas como "de punta", obedece a la presencia de energía no suministrada en condiciones puntuales de disponibilidad de recursos variables (agua, viento, sol), las cuales no pueden ser capturadas por el modelo de inversiones, debido a la diferencia entre la cantidad de condiciones de disponibilidad utilizada en cada etapa. En este sentido, la aproximación utilizada corresponde a reconocer que existirá alguna solución de mercado para entregar abastecimiento en las condiciones puntuales señaladas, evitando la presencia de energía no suministrada en las simulaciones utilizadas para evaluar los proyectos de transmisión, pero capturando el hecho de que dicho abastecimiento se produce a un costo elevado (centrales diésel), de modo que si existe una solución competitiva a evaluar en el contexto del presente plan de expansión, deberá competir contra esa señal de costo (elevado), por lo que se mantiene una lógica de eficiencia económica.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
01-5	Numeral 6.3.4.3 Escenario 1 al 5	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 en su tabla 1 al 5 muestra el comisionamiento de decenas de MW de baterías para al año 2022 y de bombeo para el año 2023; sin embargo, en la realidad no existen en el pipeline de proyectos de corto plazo de la industria la instalación de dichas centrales. Dados los tiempos de desarrollo, financiamiento, y construcción involucrados en el comisionamiento de estas centrales resulta prácticamente imposible que estén operando de acuerdo a lo estimado en las mencionadas tablas.	Postergar en al menos 2 años la entrada de los proyectos de baterías y 3 años la entrada de bombeo correspondientes a la proyección realizada de baterías para el año 2022 y bombeo para el año 2023 a fin de tener escenarios realistas respecto al desarrollo de las centrales planteadas en cada EGPT.	Se acoge parcialmente la observación. Dadas las modificaciones realizadas a la proyección de demanda, se ejecutó nuevamente la etapa de optimización de inversiones, incorporando un ajuste en la capacidad de transmisión desde el nodo Kimal hacia el norte, debido a que se encontraba subestimada para los primeros años del horizonte. Una vez incorporado esa corrección, los resultados no muestran presencia de sistemas de almacenamiento en los primeros años del horizonte de estudio, por lo que no fue necesario incorporar restricciones adicionales.
01-6	Numeral 6.4.1 ANÁLISIS PRELIMINAR	El modelo utilizado OSE2000 no incorpora dentro de su modelación costos relevantes del Sistema Eléctrico tales como tiempos de partida, tiempos y capacidad mínimos de operación, costos de encendido y apagado. En consideración a la alta penetración de energía variable renovable y la aceleración del proceso de descarbonización actual, los aspectos mencionados son de especial relevancia y han sido relevados en numerosas ocasiones por la misma CNE. A lo anterior se suma la escasa resolución horaria del modelo OSE2000, situación que da como resultado que el Costo de Operación del Sistema esté subvalorado así como también los requerimientos de Transmisión necesarios para cumplir con los objetivos del artículo 87 de la LGSE.	En el numeral 6.4.1, se solicita utilizar una metodología de evaluación económica del sistema y de los proyectos que incorpore todos los costos relevantes no incorporados en el OSE2000 tales como tiempos de partida de las centrales, tiempos y capacidad mínimos de operación, o costos de encendido y apagado; en particular para los proyectos de almacenamiento.	No se acoge la observación. Si bien esta Comisión reconoce que la resolución que posee el modelo de simulación utilizado para el desarrollo del plan de expansión de la transmisión es limitada, esto no necesariamente implica que no se cumplan los objetivos contenidos en la Ley para este proceso. Por otro lado, la incorporación de los costos señalados en la observación dentro de la evaluación de los proyectos de transmisión no forma parte de la metodología contenida en la RE 711.
01-7	Numeral 6.4.1 ANÁLISIS PRELIMINAR	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 no se hace cargo de que el modelo OSE 2000 no es una herramienta eficiente para evaluar el Proyecto Subestación Azul con sistema de almacenamiento de energía, (en adelante S/E Azul) especialmente en un contexto de alta	En el numeral 6.4.1, se solicita utilizar una metodología de evaluación económica del sistema y de los proyectos que incluya todos los costos relevantes	No se acoge la observación. Si bien esta Comisión reconoce que la resolución que posee el modelo de simulación utilizado para el desarrollo del plan de expansión de la transmisión es

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>penetración renovable variable y descarbonización. Lo anterior, dado que una representación mediante bloques pierde totalmente el acople temporal entre las horas de operación, no considerando restricciones operacionales propias de las unidades térmicas, como costos de partida/detención, tiempos mínimos de partida/detención, mínimos técnicos o tasas de toma y desprendimiento de carga.</p> <p>El hecho de que el modelo OSE2000 no considere este tipo de elementos implica que los resultados del caso solo puedan ser una cota inferior de los resultados que se obtendrían en la operación real para tales condiciones hidrológicas, puesto que, al incorporar este tipo de restricciones, se acota el rango de operación de los generadores térmicos, lo que produce condiciones de operación más costosas. Es precisamente en estos escenarios de operación en donde los sistemas de almacenamiento contribuyen, si es correctamente evaluado, a brindar configuraciones más económicas al sistema, dado que pueden evitar, por ejemplo, el encendido de unidades costosas e incluso mejorar la respuesta el sistema frente a desviaciones en la operación.</p>	<p>no incorporados en el OSE2000 tales como tiempos de partida de las centrales, tiempos y capacidad mínimos de operación, o costos de encendido y apagado; en particular para los proyectos de almacenamiento.</p>	<p>limitada, esto no necesariamente implica que no se cumplan los objetivos contenidos en la Ley para este proceso.</p> <p>Por otro lado, la incorporación de los costos señalados en la observación dentro de la evaluación de los proyectos de transmisión no forma parte de la metodología contenida en la RE 711.</p>
01-8	<p>Considerar todos los beneficios de las instalaciones de transmisión que se han presentado por los Promotores, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 83° y 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos. ratificados en el Artículo 21 de la RE 711 y por el H Panel de Expertos en su dictamen 2-2020.</p>	<p>La evaluación económica del Proyecto Subestación Azul con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional no incluyó en su evaluación económica los atributos característicos de una instalación de transmisión multiservicio de acuerdo a lo establecido en el artículo 21 de la RE 711 (como son el aporte a la potencia u otros beneficios como la reducción en emisiones de CO2 o el ahorro en costos de partida y detención). La contribución de beneficios sistémicos de parte de activos multiservicios es robusta y relevante para cumplir con los objetivos de la Planificación de la Transmisión y, por ende, su omisión impide una evaluación objetiva y equitativa de acuerdo con la normativa aplicable.</p>	<p>Incluir en la evaluación económica del Proyecto Subestación Azul con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional al menos su aporte en potencia de suficiencia, reducción de emisiones de CO2, y ahorros en costos de partida y detención.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La incorporación de los beneficios potenciales por ahorro en costos de partida y detención, reducción de emisiones de CO2, entre otros, escapan al contexto en el que se desarrolla actualmente el plan de expansión, de modo que no resulta equitativo considerar dichos beneficios potenciales para la evaluación de un tipo de proyectos en particular.</p> <p>Por su parte, en lo que respecta específicamente a los beneficios por concepto de aportes a la suficiencia del sistema, en el contexto del análisis de una</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>instalación de transmisión, dicho aporte dependerá de la existencia futura de subsistemas de potencia en el sistema, lo que a su vez dependerá de múltiples condiciones. En este sentido, la instalación de transmisión pudiese aportar a la suficiencia del sistema mediante la eliminación de dicha restricción a la suficiencia, la cual debiera ser previamente detectada y corroborar que la instalación aporte a su eliminación o atenuación, lo cual no ocurre en este caso.</p> <p>Por otra parte, es del caso señalar que, al igual que en lo mencionado en el respecto de los eventuales aportes a la reducción de emisiones u otros costos asociados a restricciones operativas del parque generador, dicho aporte (a la suficiencia) tampoco es incluido en la evaluación de las demás obras de expansión, por lo que tampoco procede el hacer una excepción con este tipo de instalaciones en particular. Dado lo anteriormente expuesto, esta Comisión no acoge la observación.</p>
01-9	<p>Considerar todos los beneficios de las instalaciones de transmisión que se han presentado por los Promotores, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 83° y 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, ratificados en el Artículo 21 de la RE 711 y mandatado por el H Panel de Expertos en su dictamen 2-2020.</p>	<p>El H. Panel de Expertos en su dictamen 2-2020 consideró "necesario hacer presente que en presencia de una alta tasa de penetración de energías renovables, la incorporación al SI de equipamiento que permita trasladar energía en el tiempo será importante para obtener precios competitivos de largo plazo, en la medida que dicho equipamiento sea rentable socialmente. Por ello, estima que la evaluación de proyectos de esta naturaleza debe realizarse con todo el rigor que permitan las herramientas disponibles". Luego, continua argumentando el H Panel que "es una prioridad elaborar un modelo que posibilite evaluar proyectos de</p>	<p>Realizar una evaluación económica de los proyectos de almacenamiento con una herramienta adecuada y que capture todos los beneficios que este tipo de instalaciones otorgan al sistema eléctrico.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La herramienta principal con que cuenta esta Comisión para el desarrollo del proceso de expansión de la transmisión corresponde al modelo OSE2000, el cual posee limitaciones ampliamente conocidas, así como una validación a través del tiempo que no se puede desconocer. En este sentido, realizar un cambio de modelo requiere de un proceso de adaptación, homologación y validación, tanto internamente en la Comisión, de modo de resguardar la consistencia con los distintos</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>almacenamiento, de modo que las particularidades de este tipo de tecnologías sean adecuadamente consideradas". Como se ha discutido en instancias anteriores, el OSE2000 no es una herramienta adecuada para evaluar económicamente los sistemas de almacenamiento.</p>		<p>procesos que ésta desarrolla, como hacia la industria, lo que es imposible de desarrollar en una etapa de observaciones al ITP. En todo caso, conviene señalar que esta Comisión ha solicitado presupuesto para incorporar nuevas herramientas que permitan una modelación en mayor detalle, tanto de los sistemas de almacenamiento como del sistema en general.</p>

Copelec

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
02-1	1.- AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELISA 33 KV (BS), NUEVO PATIO 66 KV (BP+BT), NUEVO TRANSFORMADOR (ATAT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV NUEVA ALDEA – SANTA ELVIRA	En el ITP se describe que el proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 33 kV de la subestación Santa Elisa cuya configuración corresponde a barra simple, para una nueva posición, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo de transformación 66/33 kV de 20 MVA. Luego, la observación que se presenta en esta oportunidad se enfoca en este último punto, toda vez que subestación Santa Elisa de propiedad de COPELEC ya cuenta actualmente con un equipo de transformación de 33/23 kV de 6/8 MVA para abastecer los consumos actuales de 4600 clientes conectados al alimentador "Confluencia" de propiedad de COPELEC y cuyo nivel de tensión nominal es de 23 kV. Por lo anterior, y dado que subestación Santa Elisa conecta de forma exclusiva al alimentador "Confluencia" (en 23 kV) se espera que el ITF mantenga la propuesta de instalar un nuevo transformador de poder de capacidad de 20 MVA pero con un nivel de transformación de tensión de 66 kV a 23 kV. Con ello, además de contar con una mayor holgura de capacidad en subestación Santa Elisa, se sumaría una nueva alternativa de topología de alimentación para la red de distribución "Confluencia" (en 23 kV) el cual sufre interrupciones de suministro cuando existen cortes de energía en la actual red AT de 1x33kV Quilmo-Tap Off Lajuelas-Santa Elisa. En conclusión se propone a la Comisión Nacional de Energía considerar en el ITF la instalación de un transformador de poder de 66/23 kV de 20 MVA, en reemplazo de la propuesta indicada en el actual ITP.	En relación a la propuesta del Informe Técnico Preliminar denominada "AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELISA 33 KV (BS), NUEVO PATIO 66 KV (BP+BT), NUEVO TRANSFORMADOR (ATAT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV NUEVA ALDEA – SANTA ELVIRA", y de acuerdo a lo argumentado en la columna de "Observación", se propone a la Comisión Nacional de Energía considerar en el informe Técnico Definitivo la instalación de un transformador de poder de 66/23 kV de 20 MVA (NTR ATMT), en reemplazo de la propuesta indicada en el actual documento, donde en las página 56/57 y en el punto 10.2.24 de la Ingeniería Conceptual se señala la instalación de un transformador de poder de 66/33 kV de 20 MVA.	Se acoge la observación. Se modificó el alcance de la obra en función de lo indicado por la empresa en la observación, así como por los análisis desarrollados por esta Comisión en la zona de emplazamiento de la obra.

Charrúa Transmisión

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
03-1	9.1 Proyectos no Recomendados. Proyecto Nº 57	Se solicita reconsiderar la obra propuesta por Transchile Charrúa Transmisión S.A. A pesar de tratarse de contingencias dobles no descritas en la normativa, la incorporación de este elemento de protección adicional podría reducir el riesgo de repetición de eventos ya vividos con anterioridad.	Se solicita incorporar la Obra de Ampliación "PE-01: INSTALACIÓN CABLE OPGW EN LT 2x220KV CHARRÚA-CAUTÍN" dentro de la tabla 1 de la numeral 3.1.	No se acoge la observación. Lo solicitado escapa al alcance de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión.

Eléctrica Puntilla

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
04-1	<p>4.2.6 NUEVA S/E ITATA Y NUEVA LINEA 1X66 KV ITATA – HUALTE</p> <p>7.4.16 NUEVA S/E ITATA Y NUEVA LINEA 1X66 KV ITATA – HUALTE</p>	<p>La nueva S/E propuesta utiliza el nombre de una S/E ya existente del segmento Dedicado asociada a Central Itata, hidroeléctrica de pasada de capacidad instalada 20 MW, ubicada en la comuna de Yungay, Región de Ñuble y propiedad de Eléctrica Puntilla S.A.</p>	<p>Se solicita renombrar la nueva S/E de este proyecto de expansión zonal, así como también la línea de transmisión asociada, de manera de evitar confusiones con la S/E existente.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En vista de la observación recibida, se modificó el nombre de la S/E Itata por S/E Coiquén.</p>

Trinergy

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
05-1	<p>Anexo 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTO.</p> <p>PE-01 Cambio de Conductor de la línea 2x220 kV Loica - Alto Melipilla</p> <p>FILA 54, PÁGINA 208</p>	<p>El archivo "Evaluacion Economica General - ITP Empresas.xlsx" NO considera la propuesta de Trivento SPA, la cual consiste en el cambio de conductor de la línea 2x220 kV Loica - Alto Melipilla por un costo de MM\$USD 11,2 app.</p> <p>Cabe señalar, que para dicho tramo solo se evaluó la propuesta de Mainstream (3x220 kV Loica - Alto Melipilla por MM\$USD 25,6 app).</p> <p>Además de lo anterior, en la zona, el Coordinador Eléctrico Nacional ha declarado admisible varios proyectos ERNC. En conjunto suman 1400 MW app:</p> <p>*S/E Loica 220 kV --> total: 910 MW - PE El Triunfo (Trivento - 300 MW) - Rapel Norte (Colbún - 240 MW) - FV El Conquistador (Mainstream - 250 MW) - FV Andino Occidente I (Andes Solar – 120 MW)</p> <p>* S/E Portezuelo 220 kV --> total: 460 MW - FV Las Damas (Engie - 150 MW) - FV Andino Occidente II (Andes Solar - 120 MW) - FV Portezuelo (Cox Energy - 100 MW) - Rosa Solar (Opde Chile - 90 MW)</p> <p>Con respecto a nuestro proyecto PE El Triunfo, a la fecha, contamos con contratos de arriendos firmados, control de la propiedad Minera y Pedimentos, desarrollo de la ingeniería básica de líneas de transmisión. Además, estamos próximos a instalar el mástil de medición y preparando la línea base para el ingreso ambiental del proyecto, la cual se estima en septiembre de 2021.</p>	<p>Con el objeto de determinar los beneficios netos definitivos, por favor se solicita:</p> <p>1) evaluar la propuesta del cambio de conductor 2x220 kV Loica - Alto Melipilla que no fue incluida en el análisis.</p> <p>2) Considerar en el plan de generación los proyectos declarados admisibles por el Coordinador.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Dada la similitud de ambos proyectos señalados en la observación, se realizó, como primera aproximación, el ejercicio de utilizar los mismos costos de operación para el caso con proyecto, pero utilizando un VI diferente según las obras en análisis. En ambos casos, los proyectos no presentan resultados económicos que justifiquen su incorporación al presente plan. Si bien el ejercicio anterior no quedó registrado en la planilla "Evaluacion Economica General - ITP Empresas.xlsx", este sí quedará disponible en los Anexos del ITF.</p>
05-2	<p>Anexo 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTO.</p>	<p>En las cercanías de la S/E Loica existe un gran potencial eólico y solar que ayudaría a bajar los CMg de la región Metropolitana y VI Región. Este potencial</p>	<p>Por favor, se solicita analizar los beneficios netos definitivos en el presente</p>	<p>No se acoge la observación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	PE-07 Ampliación Loica FILA 79, PÁGINA 212	<p>queda demostrado por la gran cantidad de solicitudes de acceso abierto en dicha subestación:</p> <p>*S/E Loica 220 kV</p> <ul style="list-style-type: none"> - PE El Triunfo (Declarado Admisible - Trivento - 300 MW) - Rapel Norte (Declarado Admisible - Colbún - 240 MW)) - FV El Conquistador (Declarado Admisible - Mainstream - 250 MW) - FV Andino Occidente I (Declarado Admisible - Andes Solar - 120 MW) - FV Cartagena (Rechazado por el Coordinador porque no hay más posiciones - Engie - 145 MW) <p>Considerando lo anterior, no estamos de acuerdo con la aseveración del informe técnico Preliminar de "...postergar el análisis para el próximo proceso expansión".</p>	proceso de expansión, al considerar nuevas posiciones en la S/E Loica 220 kV.	Con motivo del análisis de los argumentos planteados en las distintas observaciones recibidas en relación a esta obra de expansión, esta Comisión revisó nuevamente la situación, chequeando los plazos constructivos tanto de la obra propuesta como de la ejecución de la obra incorporada en el Plan de expansión 2018, y que contempla la construcción de la S/E Loica, la cual fue recientemente adjudicada. De esta forma, y una vez revisados los antecedentes, se concluyó que resulta pertinente postergar la incorporación de la obra mencionada para siguientes procesos de expansión, en los cuales se cuente con mejor información respecto de la ingeniería de la obra de expansión que considera la construcción de la S/E Loica, lo que, en todo caso, podría ver diferida la entrada en operación de la ampliación solicitada, en alrededor de un año con posterioridad al plazo esperado de puesta en servicio de dicha subestación.
05-3	Adecuación de la infraestructura eléctrica para permitir el desarrollo de proyectos ERNC en terrenos fiscales próximos a ser licitados por el Ministerio de Bienes Nacionales.	<p>Actualmente El Ministerio de Bienes Nacionales tiene en licitación terrenos cercanos a la S/E Kimal, que en conjunto suman alrededor de 1600 hectáreas, (potencial aproximado de 800 MW de proyectos fotovoltaicos).</p> <p>http://licitaciones.bienes.cl/licitacion/sector-kimal-2020/</p>	Por favor, se solicita analizar los beneficios netos definitivos, al considerar nuevas posiciones en Kimal 220 kV o la incorporación de una nueva subestación en las cercanías, que permitan el desarrollo de futuros proyectos ERNC utilizando terrenos fiscales.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Durante la etapa de presentación de propuesta de expansión, esta Comisión no recibió ninguna propuesta que contuviera un requerimiento como el indicado, por lo que no se tienen elementos suficientes como para incorporar una obra de expansión en la S/E Kimal.</p> <p>De todas formas, esta Comisión tendrá en cuenta esta información con motivo del desarrollo del plan de expansión 2021.</p>

Transemel

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
06-1	<p>9. Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos</p> <p>9.1 Proyectos no recomendados</p> <p>N°94 PE-02 Normalización en S/E Esmeralda</p>	<p>El proyecto fue promovido por Transelec en la etapa de presentación de propuestas de proyectos por parte de las empresas promotoras, teniendo el siguiente alcance: "El proyecto considera la normalización del paño de conexión de la línea 220 kV Atacama – Esmeralda en la S/E Esmeralda, lo que implica completar el paño de 220 kV existente, más una caseta para albergar los nuevos sistemas de control y protecciones". A lo que la CNE en el informe técnico preliminar lo rechaza indicando que del análisis desarrollado se muestra que la situación actual de la S/E Esmeralda es tal que no permite la ejecución de labores de mantenimiento del único interruptor de 220 kV, que conecta la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda con el transformador 220/110 kV de la subestación, sin que ocurra la desconexión del transformador. Dado lo anterior, esta instalación se encuentra en un incumplimiento normativo, situación que no justifica, por sí sola, la promoción de una obra de expansión.</p> <p>Al respecto, comentamos que actualmente la S/E Esmeralda presenta una configuración de barras del tipo barra simple en el patio de 220 kV donde solo existe un paño (JT1) con interruptor para la conexión del transformador, mientras que la conexión de la línea Atacama - Esmeralda se produce mediante un paño que no cuenta con interruptor. Dicha situación produce que la S/E no cuente con la flexibilidad necesaria para realizar el mantenimiento de los equipos de 220 kV y/o transformador sin la desconexión de la línea Atacama - Esmeralda. El problema podría solucionarse en el caso que sea modificada la topología de barras, siendo la mejor opción agregar una nueva barra de transferencia y un paño acoplador que permita realizar la transferencia de paño del transformador o el paño de línea cuando se realicen labores de mantenimiento, con lo cual se logra dar cumplimiento al requerimiento de la NTSyCS</p>	<p>Solicitamos que sea considerado dentro del plan de expansión la obra "Normalización Patio de 220 kV en S/E Esmeralda". La cual consiste en la normalización del patio de 220 kV de S/E Esmeralda instalando una nueva barra de transferencia que incluye la extensión de la barra principal para la instalación del paño acoplador y una posición disponible para proyectos futuros.</p> <p>Adicionalmente se debe automatizar la conexión de la unidad de reserva con las unidades existentes del banco de autotransformadores 220/110 kV y la construcción de un foso de aceite con su respectiva fundación con canaleta recolectora.</p> <p>Este proyecto, que constituiría una Obra de Ampliación de Transemel, formaría parte –y daría viabilidad- al proyecto de normalización del paño de conexión de la línea 220 kV Atacama – Esmeralda, el cual había sido propuesto por Transelec.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De la observación presentada, no se desprenden antecedentes adicionales a los ya considerados por esta Comisión con motivo de la elaboración del ITP. Por lo tanto, al no existir nuevos elementos que pudieran derivar en una conclusión distinta a la expuesta con motivo del ITP, esta se mantiene.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		de tener una configuración de barra con redundancia para mantenimiento de interruptores. La solución anterior, entregaría mayor seguridad y confiabilidad a las instalaciones mencionadas.		

CMPC

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
07-1	4.1.22.4 Licitación. Página 63 ITP	<p>El siguiente texto tiene inconsistencias en su redacción:</p> <p>4.1.22.4 Licitación La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Seccionadora La Invernada", individualizada en el numeral 3.2.3 del Sistema E del presente informe, a la adjudicación de la obra de ampliación "Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)", fijada en el Decreto Exento N° 171, de 2020, del Ministerio de Energía (numeral 2.5.10 del artículo primero) y a la adjudicación de las obras "Nueva S/E Seccionadora Epuleufu" y "Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu", fijadas en el Decreto Exento N° 185, de 2020, del Ministerio de Energía (numerales 2.8 y 2.9 del artículo primero, respectivamente).</p> <p>Se refiere a la Nueva S/E Seccionadora La Invernada como obra nueva de carácter zonal E, en otros apartados del ITP fue definida como nacional.</p>	<p>4.1.22.4 Licitación La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Seccionadora La Invernada", individualizada en el numeral 3.2.3 del presente informe, a la adjudicación de la obra de ampliación "Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)", fijada en el Decreto Exento N° 171, de 2020, del Ministerio de Energía (numeral 2.5.10 del artículo primero) y a la adjudicación de las obras "Nueva S/E Seccionadora Epuleufu" y "Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu", fijadas en el Decreto Exento N° 185, de 2020, del Ministerio de Energía (numerales 2.8 y 2.9 del artículo primero, respectivamente).</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CMPC, en la que solicita modificar el numeral 4.1.22.4 del Sistema E, es decir la obra "Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)", esta Comisión acoge la observación toda vez que la obra "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" corresponde a una obra perteneciente al sistema nacional. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada en el sentido de indicar que la obra "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" corresponde a obras nuevas nacionales del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>

Chilquinta

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
08-1	1.Obra No Recomendada N° 101: PE-02-LTAumento Capacidad SE San Sebastián 66 kV (Prop. Chilquinta)	Según la información utilizada por la CNE, incorporada en el archivo "Análisis Radial Trafos ATMT para ITP2020.xlsx", la S/E San Sebastián alcanza un 90,64% de cargabilidad en el año 2025, cumpliendo con el criterio de holgura señalado en el punto 6.4.2.1 del ITP.	Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2020 la obra de ampliación Aumento de Capacidad de la S/E San Sebastián.	No se acoge la observación. Si bien es correcto lo señalado por la empresa, esta afirmación corresponde a la demanda máxima considerando un percentil 100, mientras que al considerar el percentil 99.9, la cargabilidad disminuía bajo el 85%, de modo que se considera como un peak de demanda puntual, motivo por el que no fue incorporado en el ITP. Finalmente, la empresa no presenta nuevos antecedentes al proceso, por lo que se revisa bajo los mismos criterios utilizados con motivo de la elaboración del ITP.
08-2	2.Obra No Recomendada N° 121: PE-07-CE Ampliación SE Algarrobo Norte (Prop. Chilquinta)	Esta obra fue propuesta para asegurar el abastecimiento de la demanda en la zona norte de la comuna de Algarrobo. Esta propuesta soluciona la alta cargabilidad que se observa en S/E Las Piñatas donde se supera el 100% en el año 2023 y S/E San Jerónimo donde se supera el 93,94% en 2026. Con la no recomendación de este proyecto no se vislumbra una solución a esta problemática.	Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2020 la obra de ampliación Aumento de Capacidad S/E Algarrobo Norte o en su defecto aprobar la obra de ampliación Aumento de Capacidad de la S/E San Jerónimo, o algún proyecto equivalente en la zona.	No se acoge la observación. Si bien es cierto que esta obra podría reducir la cargabilidad en SE Las Piñatas, la obra incorporada en el Plan 2019 en SE Balandras también permitiría tomar demanda de SE Las Piñatas, lo que mitigaría la cargabilidad del tramo. Por último, SE San Jerónimo no presenta cargabilidad sobre el 90% al 2025, por lo que tampoco se justificaría una obra para mitigar esa condición.
08-3	3.Obra No Recomendada N° 100: PE-01-LT Aumento Capacidad S/E San Jerónimo (Prop. Litoral)	Según la información utilizada por la CNE, incorporada en el archivo "Análisis Radial Trafos ATMT para ITP2020.xlsx" la S/E San Jerónimo alcanza un 87,87% de cargabilidad en el año 2025 y 93,94% en 2026, quedando en el límite señalado en el punto 6.4.2.1 del ITP. Además, este proyecto soluciona la problemática de abastecimiento de la demanda de la zona, incluida la alta cargabilidad de S/E Las Piñatas. Con la no recomendación de este proyecto no se vislumbra una solución a esta problemática.	Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2020 la obra de ampliación Aumento de Capacidad de la S/E San Jerónimo o en su defecto aprobar la obra de ampliación Aumento de Capacidad S/E Algarrobo Norte, o algún proyecto equivalente en la zona.	No se acoge la observación. El análisis realizado se ajusta a lo indicado en la RE 711, por lo que no amerita una actuación distinta por parte de esta Comisión, toda vez que no se presentan antecedentes adicionales que pudiesen ameritar una decisión diferente. Finalmente, es del caso señalar que la cargabilidad final para el transformador de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				la SE San Jerónimo alcanza un 88% al 2025, no alcanzando el criterio establecido en la mencionada resolución exenta.
08-4	4.Obra No Recomendada N° 125: PE-11-CE Aumento Capacidad SE Peñablanca (Prop. Chilquinta).	<p>Se señala en la obra no recomendada N° 125, que la ampliación en S/E Quilpué (plan 2019) “permitirá enfrentar una parte de los crecimientos señalados en la justificación entregada por el proponente”. Al respecto es necesario indicar que el mayor foco de crecimiento que justifica la propuesta de Chilquinta en S/E Peñablanca, se encuentra en las comunas de Limache y Olmué donde no es factible el suministro desde S/E Quilpué.</p> <p>Además, conforme a lo señalado en el archivo “Análisis Radial Trafos ATMT para ITP2020.xlsx” la S/E Peñablanca alcanza un 89,07% de cargabilidad en el año 2025 y 92,64% en 2026, quedando en el límite señalado en el punto 6.4.2.1 del ITP.</p> <p>Vale la pena mencionar que la S/E Peñablanca será la que suministre al Hospital Marga Marga de la zona, programado para 2024-2025, por otra parte, tenemos solicitud de factibilidad que señalan crecimiento hacia la zona norte de la S/E Peñablanca. Se adjuntan antecedentes complementarios.</p>	Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2020 la obra de ampliación Aumento de Capacidad de la S/E Peñablanca.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los análisis realizados con motivo de la elaboración del ITF de este plan de expansión, muestran que esta obra no cumple con los criterios para ser incorporada en el presente plan, ya que se proyecta una holgura suficiente para tomar las factibilidades indicadas en la información complementaria entregada, en caso de que éstas se concreten, considerando que dichas demandas puntuales se adicionan a los crecimientos vegetativos proyectados por esta Comisión. Lo anterior, sin considerar ningún traspaso de demanda hacia la S/E Quilpué, en donde se incorporó un aumento de capacidad en el plan 2019. Dado lo anterior, esta Comisión estima que existen las condiciones para postergar la incorporación de esta obra, al menos, para el siguiente plan de expansión, en donde se espera contar con mayor información respecto de la materialización de los aumentos de demanda puntuales (factibilidades) indicadas por la empresa.</p>
08-5	5.Obra No Recomendada N° 130: PE-16-CE Subestación Seccionadora Tap Quilpué y LT 110 kV Tap Reñaca – Tap Quilpué (Prop. Chilquinta).	Se señala en la obra no recomendada N° 130, “no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado (...), bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión”. Al respecto, es necesario señalar que el análisis CNE no estaría considerando la ENS de la SE El Sol (de Merval, se adjuntan lecturas). Por otra parte, se plantea una	Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2020 la obra Subestación Seccionadora Tap Quilpué y LT 110 kV Tap Reñaca – Tap Quilpué.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>A partir de lo señalado en la observación, se incorporaron las demandas de la SEAT El Sol al análisis desarrollado con motivo del ITF. No obstante lo anterior, los resultados del análisis realizado muestran que el proyecto no cumple con los requisitos para</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		mejora al diseño de la propuesta de subestación seccionadora, que implica una reducción de la superficie requerida y consecuentemente, menor costo de inversión. Se adjuntan planos y presupuesto actualizado.		ser incorporado en el presente Plan de Expansión.
08-6	6.Obra No Recomendada N° 111: PE-05-CT Aumento Capacidad LT 110 kV Tap Pachacama - Las Vegas (Prop. CTNG).	Se señala en la obra no recomendada N° 111, “no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado (...), bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión”. Al respecto, es necesario señalar que, si bien no existe ENS frente a contingencias, la línea ha tenido eventos de desconexión de uno de sus circuitos, debido a operaciones requeridas por el sistema y por interrupciones por eventos externos, llegando la demanda de energía al límite de capacidad del circuito en operación, lo que implica que será necesario tomar en consideración una solución a la problemática actual. Este evento aceleraría su impacto debido al Plan de descarbonización en Ventanas.	Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2020 la obra Aumento Capacidad LT 110 kV Tap Pachacama - Las Vegas.	No se acoge la observación La metodología aplicable al proceso de planificación se encuentra contenida en la RE 711, la que indica que la evaluación de proyectos por motivos de seguridad de servicio en el segmento de transmisión zonal deben sustentarse en los resultados de evaluaciones económicas que se basen en la valorización a CFCD de la ENS esperada que se evitaría mediante la materialización del proyecto bajo análisis. Al no entregar antecedentes adicionales para dichos efectos, la evaluación se realiza en los mismos términos que en los análisis del ITP, salvo por la actualización de la proyección de demanda.
08-7	7.Obra No Recomendada N° 112: PE-06-CT Aumento Capacidad LT 110 kV San Pedro - Tap Pachacama (Prop. CTNG).	Se señala en la obra no recomendada N° 112, “no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado (...), bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión”. Al respecto, es necesario señalar que, si bien no existe ENS frente a contingencias, la línea ha tenido eventos de desconexión de uno de sus circuitos, debido a operaciones requeridas por el sistema y por interrupciones por eventos externos, llegando la demanda de energía al límite de capacidad del circuito en operación, lo que implica que será necesario tomar en consideración una solución a la problemática actual. Este evento aceleraría su	Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2020 la obra Aumento Capacidad LT 110 kV San Pedro - Tap Pachacama.	No se acoge la observación La metodología aplicable al proceso de planificación se encuentra contenida en la RE 711, la que indica que la evaluación de proyectos por motivos de seguridad de servicio en el segmento de transmisión zonal deben sustentarse en los resultados de evaluaciones económicas que se basen en la valorización a CFCD de la ENS esperada que se evitaría mediante la materialización del proyecto bajo análisis. Al no entregar antecedentes adicionales para dichos efectos, la evaluación se realiza en los mismos términos que en los análisis

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		impacto debido al Plan de descarbonización en Ventanas.		del ITP, salvo por la actualización de la proyección de demanda.

Reliable

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
09-1	<p>Observación al Punto 3.1 Obras de ampliación</p> <p>En la tabla 1, ítem 9 asociado al proyecto Ampliación S/E Don Goyo 220 kV (BPS-BT), se indica un plazo constructivo de 24 meses.</p>	<p>Considerando la experiencia previa en la anterior ampliación de Don Goyo asociada al mayor tiempo considerado en la gestión de la obtención de las autorizaciones de uso del terreno con el propietario, cuyo mecanismo adoptado finalmente fue la concesión efectiva forzosa, se solicita dar revisión al plazo estimado para las obras.</p>	<p>Al respecto Don Goyo propone un plazo de ejecución de 30 meses.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Reliable, en la que solicita ampliar el plazo para la ejecución de la obra "Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)", esta Comisión acoge la observación de la empresa toda vez que se ha verificado que el proceso de adquisición de los terrenos en la zona requieren de un plazo superior al considerado en la evaluación de la obra en el Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará el plazo constructivo de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2020.</p>
09-2	<p>Punto 10.1.9.1 Situación Existente</p> <ul style="list-style-type: none"> La descripción de la situación existente indica que las barras están constituidas por conductor 1xAAAC Flint 740,8 MCM. 	<p>Si bien en la misma descripción hace mención que la subestación se encuentra en proceso de licitación de otra obra (Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada), no se hace mención a que esta última obra contempla el reemplazo del conductor de las barras existentes 1xAAAC Flint 740,8 MCM por 2xACAR 900 MCM, que es el conductor que debe considerarse para la valorización de la nueva obra de ampliación.</p>	<p>Se solicita corregir el alcance, mencionando que el conductor a instalar es del tipo 2xACAR 900 MCM y considerar este cambio en el nuevo presupuesto de obras.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Reliable, en la que solicita corregir la descripción de las instalaciones existentes de la S/E Don Goyo, en particular sobre los conductores de la barra de 220 kV, esta Comisión acoge la observación de la empresa e incluirá el alcance señalado en las bases de licitación de obra de ampliación fijada en la misma subestación en el Decreto Exento N°171 del 2020 del Ministerio de Energía.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la descripción definida en el Anexo 2: Ingeniería Conceptual de los Proyectos en el Informe</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
09-3	Punto 10.1.9.2 Instalaciones a realizar	<ul style="list-style-type: none"> • Falta indicar características del conductor a instalar en las ampliaciones de barra. 	Se solicita complementar la descripción, indicando que el tipo de cable será 2xACAR 900 MCM.	<p>Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2020.</p> <p>Se acoge la observación.</p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Reliable, en la que solicita corregir la descripción de las instalaciones existentes de la S/E Don Goyo, en particular sobre los conductores de la barra de 220 kV, esta Comisión acoge la observación de la empresa e incluirá el alcance señalado en las bases de licitación de obra de ampliación fijada en la misma subestación en el Decreto Exento N°171 del 2020 del Ministerio de Energía.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la descripción definida en el Anexo 2: Ingeniería Conceptual de los Proyectos en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2020.</p>
09-4	Puntos 10.1.9.1; 10.1.9.2 y 10.1.9.3 Punto 8.1 Valorización de las obras de ampliación para el sistema de transmisión nacional, Tabla S/N	<p>Respecto del ítem terreno se indica en el punto 10.1.9.2 como "compra", en tanto en la valorización del punto 8.1 se indica como "servidumbre"; en cualquiera de los casos entendemos que el valor puede variar en función del acuerdo a que se llegue con los propietarios de este; en ese caso se solicita a la Comisión aclarar, ¿Cómo se considerará ese ítem para efectos de la licitación, como compra, servidumbre u otro mecanismo?</p> <p>En esta misma materia asociada al terreno, Don Goyo hace presente lo siguiente, solicitando a la Comisión tener en consideración para efectos de plazos y definición de presupuesto, los siguientes aspectos, que podrían hacer variar los montos asignados a este ítem:</p>	Se solicita dar respuesta a consulta y ajustar en informe preliminar según corresponda	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Lo solicitado por la empresa excede el ámbito de los informes técnicos asociados al proceso de planificación de la transmisión. Las condiciones particulares señaladas en la observación, deberán ser consideradas durante el proceso de licitación de la ejecución de la obra.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<ul style="list-style-type: none"> • El propietario del predio en donde se emplazada la S/E Don Goyo, denominado “Resto Quebrada Sequita o Los Molles” es Agrícola Bauza Ltda., que corresponde al mismo propietario del terreno requerido para esta obra de Ampliación S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT). • Ante la falta de acuerdo por los montos que correspondía pagar, producto de las ampliaciones de esta S/E incluidas en anteriores planes de expansión, se encomendó a una Comisión de Tasadores, definir el avalúo de la indemnización correspondiente. • Ante la disconformidad del propietario del terreno por la tasación asignada por la Comisión de Tasadores, éste interpuso una demanda de reclamación de avalúo de terrenos ante el 3er Juzgado Civil de Ovalle, causa que aún se está tramitando. Dicha situación ha significado para Don Goyo incurrir en gastos legales, que hasta la fecha se estiman en US\$40.000. • Por lo anteriormente expuesto, y considerando que se trata del mismo propietario del predio, se solicita a la Comisión incluir en el ítem Terreno, un monto de US\$50.000 por concepto de gastos legales y que se asocian a las eventuales acciones legales que el propietario del predio podría interponer con ocasión de la imposición de la servidumbre y pago de indemnizaciones correspondientes. • Asimismo, se solicita a la Comisión, la aclaración de cómo se realizará el traspaso de los costos efectivos que incurra Don Goyo producto de la imposición de las servidumbres, en el caso de que la Comisión Tasadora determinase una indemnización mayor o bien si producto de una acción judicial del propietario se aumentara la indemnización fijada por la referida Comisión Tasadora. 		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
09-5	<p>El proyecto fue presentado para permitir el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional. De acuerdo a los antecedentes presentados, el análisis realizado por esta Comisión da cuenta de la infactibilidad de ejecutar una ampliación de las barras de 220 kV de la S/E Polpaico, sin generar interferencias con otros elementos de transmisión que acometen a ella.</p> <p>Por otra parte, se observan posibles puntos de conexión factibles en el entorno a la S/E Polpaico, particularmente en el segmento de transmisión dedicada, la cual se encuentra sujeta al régimen de acceso abierto contemplado en la legislación eléctrica, los que podrían ser utilizados para materializar la conexión de proyectos de generación.</p> <p>Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión</p>	<p>S/E Polpaico 220kV tiene espacio ad hoc para realizar la ampliación de nuevas instalaciones en 220kV que permitan conectar a los proyectos en desarrollo en la zona aledaña.</p>	<p>Existe un potencial desarrollo fotovoltaico importante en la zona que rodea a la S/E Polpaico, lo cual genera un polo de desarrollo interesante de conexión para proyectos fotovoltaicos de gran escala. Se propone lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Los sistemas dedicados que actualmente convergen a la S/E Polpaico, si bien presentan una alternativa, las líneas que podrían ser una real alternativa ya se encuentran con procesos de Acceso Abierto en trámite, o bien los espacios físicos donde poder ubicar una S/E seccionadora son muy limitados, producto de la distancia eléctrica entre una potencial S/E elevadora y la línea, o bien porque el conjunto de líneas de transmisión existentes sigue el mismo recorrido desde el oriente hacia la S/E Polpaico. - Respecto a lo anterior, desarrollar una S/E con un radio menor de 15 kilómetros de la S/E Polpaico, podría no ser óptimo para el sistema. Esto conllevaría a un aumento de 	<p>Ver respuesta a observación ID 20-14</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>costos de inversión, puntos de falla y complicaciones operacionales al permitir nuevas seccionadoras operadas por empresas sin experiencia en el giro de Transmisión, lo cual se traduciría en un aumento del riesgo en la seguridad del sistema, receptor de gran parte de la generación ERNC que proviene de la línea 2x500 Polpaico – Pan de Azúcar.</p> <p>- Podemos destacar que a la fecha el proyecto PSF Don Darío se está desarrollando en terrenos muy cercanos a un proyecto de la empresa Pacific Hydro, y otro de la empresa ENGIE, que ya tuvieron un rechazo por parte del CEN a la solicitud de Acceso Abierto (por no disponer de instalaciones habilitadas para un nuevo punto de conexión en 220kV). De la misma forma, la empresa Sonnedix también se encuentra trabajando en la misma zona, con el proyecto PFV Tagua Tagua en 220kV.</p> <p>Con el objetivo de encontrar una solución, las empresas mencionadas</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>anteriormente han estado trabajando en conjunto con la empresa transmisora TRANSELEC S.A, con la finalidad de proyectar el desarrollo de una ampliación de la S/E Polpaico. Este diseño de ampliación busca configurar un nuevo patio de 220kV cumpliendo con la normativa vigente, enfocándose en una solución económica, confiable y segura para el sistema, que permita finalmente la conexión de los proyectos que se construyan en las inmediaciones de dicha Subestación.</p> <p>- El diseño desarrollado por TRANSELEC permite a los proyectos finalizar su etapa medioambiental, y lograr los tiempos de puesta en servicio previstos para el tercer trimestre de 2024, cumpliendo con los plazos correspondientes al Plan de Expansión 2020.</p> <p>- El desarrollo preparado por TRANSELEC permite en el futuro continuar con ampliaciones a la S/E, dado que la S/E Polpaico posee</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			terreno disponible hacia el poniente y sur, sin limitar el desarrollo de transmisión de la S/E.	
09-6	<p>Obra ampliación en S/E Algarrobal: El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Algarrobal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de futuros proyectos de la zona. El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.</p>	<p>Se debe considerar en el presente "Informe Técnico Preliminar Plan expansión Anual de Transmisión año 2020" que actualmente la empresa propietaria de la S/E Algarrobal 220kV, ENGIE, en base a la RE N° 360/2017, RE N° 167/2019 y la RE N°18/2020 todas ellas emitidas por la CNE, mediante la carta DE00799-21, del 11 de febrero de 2021, ha presentado solicitud de construir una nueva diagonal para ser utilizada por el proyecto de generación "Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar", de propiedad de la empresa "El Sol de Vallenar SpA", bajo el mecanismo vigente en la Ley General de Servicios Eléctricos, según lo establecido en el artículo 102º, para ser excluida del presente plan de expansión.</p> <p>Considerar que la obra urgente vía el citado mecanismo de Ley, presentada por ENGIE, tendrá un menor tiempo de gestión y construcción que una obra de ampliación propuesta en 3.1.6.</p>	<p>Se solicita indicar en el alcance de obra 3.1.6 que se debe considerar una posición adicional utilizada por aplicación del artículo 102º solicitada por Engie, previo a esta obra de ampliación 3.1.6, de manera que permita la conexión y PES del "Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar" en los plazos indicados en la carta DE00799-21, enviada por Engie al CEN.</p>	<p>Ver respuesta a observación ID 26-1.</p>

Greenergy

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
10-1	<p>1.-Respuesta al proyecto "PE-01 Construcción SE Seccionadora Tenó 2x154kV", promovido por Grenergy Renovables Pacific Limitada. página 214 del Informe Técnico, donde la CNE se pronuncia señalando que "En el presente Plan de Expansión se incorpora la obra denominada "Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén", la que considera dentro de su alcance la construcción de la S/E Buena Vista, la que podría recibir la conexión de los proyectos de generación ubicados en los alrededores del lugar de emplazamiento de la obra."</p>	<p>La alternativa entregada por la CNE no resultaría ser admisible ante el régimen de acceso abierto mientras no sea señalado que las posiciones adicionales de la nueva S/E Seccionadora Buenavista se encontrarán habilitadas con barra extendida y plataforma, al igual que las cuatro (4) posiciones dispuestas para el seccionamiento de la línea 2x154kV Itahue – Tinguiririca. Puesto que, al ser presentada una solicitud a las posiciones futuras solo con terreno nivelado, requeriría proponer nuevamente, y para el Plan de Expansión anual de Transmisión año 2022, las obras de ampliación de la S/E Seccionadora Buenavista para la conexión del proyecto de generación fotovoltaica "Gran Tenó 200MW".</p> <p>Grenergy Renovables Pacific Limitada, ha intentado desde el año 2019, mediante los recursos establecidos por la normativa, gestionar la conexión del proyecto de generación solar fotovoltaico "Gran Tenó de 200MW", el cual cuenta la RCA aprobada por parte del Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental, estado confirmado con fecha 8 de enero de 2021, con la documentación necesaria para ser declarado como proyecto fehaciente.</p>	<p>Para el Punto 4.2.3 "NUEVA S/E SECCIONADORA BUENAVISTA Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV BUENAVISTA – RAUQUÉN" del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Bajo la alternativa entregada y según lo señalado como observación, es que solicitamos pueda ser definido en la versión Final del Informe Técnico del Plan de Expansión anual de Transmisión año 2020, que las posiciones adicional de espacios disponibles cuenten con barra y plataforma construida, o bien, sea incorporado de manera directa en la descripción de la obra "Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén" la futura posición para la conexión del proyecto de generación fotovoltaico de 200MW desarrollado por Grenergy.</p> <p>En caso de no existir modificación respecto a lo definido en la obra de la Nueva S/E Buenavista, referente a la versión Preliminar del Informe</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se modificará el alcance de la obra Nueva S/E Buenavista, incorporando posiciones para conexión de proyectos.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			Técnico del Plan de Expansión de Transmisión año 2020, es que Grenergy solicita reevaluar la solicitud del proyecto S/E Seccionadora Teno como polo de desarrollo, considerando que posterior a la solicitud de conexión desarrollada por Grenergy han sido ingresados otros proyectos de energía renovables en la zona.	

CGE

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
11-1	Sistema B. Punto 4.1. Tabla 4 Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	En el Informe Técnico Preliminar se identifican como propietarios de la ampliación a Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Compañía General de Electricidad S.A., pero no especifica límites de la obra para cada empresa.	Sistema B. Punto 4.1. Tabla 4. Especificar cuáles son los límites de las obras ampliación, con sus V.I. referenciales respectivos, que son propiedad de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y de Compañía General de Electricidad S.A.	Se acoge parcialmente la observación. En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita especificar cuáles son los límites de las obras ampliación, con sus V.I. referenciales respectivos, que son propiedad de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y de Compañía General de Electricidad S.A., esta Comisión acoge parcialmente la observación por lo que se incorporará en la tabla N°4 del informe los propietarios y en la sección "Ingeniería Conceptual de los Proyectos" el alcance de las obras que deberá desarrollar las empresas propietarias involucradas en el desarrollo de la obra propuesta en el presenta plan de expansión Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión incorporará alcances de las obras a ejecutar en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año.
11-2	Sistema B. Punto 4.1.2 Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	El proyecto debe contemplar el refuerzo de la barra de 110 kV de SE Ovalle.	Sistema B. Punto 4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra. En el alcance del proyecto considerar el refuerzo de la barra de 110kV de SE Ovalle al menos a 300MVA con conductor a 75°C y temperatura ambiente 35°C con sol.	No se acoge la observación. Los análisis realizados por esta Comisión en relación a la capacidad de la barra de S/E Ovalle arrojaron que ésta aún posee capacidad suficiente considerando las obras incorporadas en la zona, de modo que no es necesario incorporar esta obra en el presente plan de expansión. En Anexos se encuentra el respaldo del análisis realizado.
11-3	Sistema E. Punto 4.1.1 Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	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	Sistema E. Punto 4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra.	Se acoge observación, y en consecuencia se procede a aclarar:

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>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>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.</p>	<p>En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de Acceso Abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones respectivas en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020, y procede a aclarar mediante la presente respuesta.</p>
11-4	Sistema E. Punto 4.1.1 Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	En el proyecto se deben considerar medidas de seguridad contra incendio.	Sistema E. Punto 4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra. En el alcance del proyecto considerar fundación con canaleta recolectora de aceite para el nuevo transformador, muros cortafuego entre los transformadores y foso separador agua aceite.	Se acoge parcialmente la observación. <p>En relación a la observación presentada por la empresa CGE en la que solicita incorporar a la descripción de la obra la construcción de una fundación con canaleta recolectora de aceite, muros cortafuego y foso separador agua aceite para el nuevo transformador, esta Comisión acoge parcialmente la observación por lo que se incorporarán dichas obras en la sección "Ingeniería Conceptual de los Proyectos".</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Adicionalmente, esta Comisión aclara que este alcance se encuentra contenido en la descripción del proyecto como parte de las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones, las cuales podrán ser incorporadas en las respectivas bases de licitación de manera de definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión incorporará estos alcances de la obra a ejecutar en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020</p>
11-5	Sistema E. Punto 4.1.4 Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR ATMT)	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.	Sistema E. Punto 4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra. 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.	Se acoge la observación, y en consecuencia se procede a aclarar: En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de Acceso Abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones respectivas en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020, y procede a aclarar mediante la presente respuesta.
11-6	Sistema E. Punto 4.1.4 Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR ATMT)	SE Reguladora Rapel se encuentra ubicada en un cerro y dispone de poco espacio para crecimientos. La instalación de un nuevo transformador y nuevo patio de MT (el que debe ser en celdas), podrían limitar las vías de circulación y requerir importantes movimientos de tierra. Por otra parte, es relevante tener en consideración que el patio de MT existente, asociado al transformador N°3 66/13,8 kV, se encuentra ubicado en SE Quelentaro en una sala de celdas.	Sistema E. Punto 4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra. Eventualmente para emplazar las nuevas instalaciones se podría requerir la compra de terreno.	No se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita considerar la compra de terreno para la ejecución del proyecto, se informa que este ya fue considerado en la valorización incluida en el ITP. Por otra parte, debido a la actualización de los análisis realizados con motivo de la elaboración del ITF y atención a observaciones recibidas por esta Comisión, se postergará la incorporación de la obra Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR ATMT) para siguientes procesos de planificación de la transmisión
11-7	Sistema E. Punto 4.1.5 Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	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.	Sistema E. Punto 4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra. 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.	Se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de Acceso Abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones respectivas en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020, y procede a aclarar mediante la presente respuesta.</p>
11-8	Sistema E. Punto 4.1.5 Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	La nueva barra de MT debe mantener el esquema de barra de MT existente, esto es, barra simple más barra auxiliar para transferir alimentadores.	Sistema E. Punto 4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra. En el alcance del proyecto considerar que la nueva barra de MT debe mantener esquema de barra de MT existente, esto es, barra simple más barra auxiliar para transferir alimentadores.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita modificar el numeral 4.1.5.1 del Sistema E, es decir la obra "Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)", esta Comisión acoge la observación.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
11-9	Sistema E. Punto 4.1.7 Ampliación en S/E Marchigüe (NTR ATMT)	De acuerdo con nuestras proyecciones de demanda, la ampliación de la capacidad de transformación se debe realizar en 23kV y no en 13,2kV, ya que el transformador N°2 66/23kV-10MVA sobrepasaría el 90% de carga en el período de análisis. Por tanto, se propone ejecutar las obras que se indican en 23kV en lugar de 13,8kV. No sería necesario cambiar la descripción del transformador de poder, ya que en la descripción del proyecto se indica sería reconectable en MT (23kV o 13,2kV).	Sistema E. Punto 4.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra. En MT, las obras ampliación se deben realizar en 23kV y no en 13,2kV.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En atención a la observación planteada por CGE, así como por el ajuste realizado a la proyección de demanda, se actualizaron los análisis de la zona, concluyendo en la pertinencia de postergar la obra de expansión incluida en el ITP, para ser evaluada nuevamente con motivo de los siguientes procesos de expansión anual de la transmisión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
11-10	Sistema E. Punto 4.1.7 Ampliación en S/E Marchigüe (NTR ATMT)	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	Sistema E. Punto 4.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra. 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.	Se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de Acceso Abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones respectivas en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.
11-11	Sistema E. Punto 4.1.8 Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)	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	Sistema E. Punto 4.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra. 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	Se acoge la observación, y en consecuencia se aclara: En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.	motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión.	<p>objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de Acceso Abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones respectivas en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020, y procede a aclarar mediante la presente respuesta.</p>
11-12	Sistema E. Punto 4.1.8 Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)	Se debe considerar la construcción nuevo patio de transformación y de una sala de comando dotada de servicios auxiliares de CA y CC.	Sistema E. Punto 4.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra. En el alcance del proyecto considerar el desarrollo de un nuevo patio de transformación para la conexión del nuevo transformador de poder y la construcción de una sala de comando con servicios auxiliares de corriente alterna y continua para los nuevos sistemas de control, protección y medición. Adicionalmente se propone que el nuevo patio de MT contenga barra auxiliar para transferir los alimentadores.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita modificar el numeral 4.1.8.1 del Sistema E, es decir el alcance de la obra "Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)", esta Comisión acoge parcialmente lo solicitado, ya que, dado el grado de especificidad de lo solicitado, no todo corresponde ser incluido dentro de la descripción general de la obra propuesta. Sin perjuicio de lo anterior, es posible indicar que, tanto el patio de transformación, entendido como el equipo de transformación con sus paños y otro equipamiento asociado, muro cortafuego, foso recolector de aceite y plataforma, así como la sala de comando con servicios auxiliares CA y CC, ya se encuentran contemplados dentro del alcance de la obra, y han sido incorporados, referencialmente, en la ingeniería</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>conceptual y valorización de la misma. En particular, la sala de comando con servicios auxiliares CA y CC, forma parte del conjunto de obras, modificaciones y labores mencionadas en el penúltimo párrafo del numeral 4.1.8.1.</p> <p>En lo que respecta al nuevo patio MT, se acoge la solicitud de la empresa y se incorporará una barra auxiliar en el patio MT, de manera tal que puedan ejecutarse transferencia de alimentadores.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado para el patio MT en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
11-13	<p>Sistema E. Punto 4.1.9 Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) Y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé</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>Sistema E. Punto 4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra.</p> <p>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.</p>	<p>Se acoge la observación, y en consecuencia se aclara:</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de Acceso Abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones respectivas en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020, y procede a aclarar mediante la presente respuesta.</p>
11-14	<p>Sistema E. Punto 4.1.9 Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) Y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé</p>	<p>Terreno existente de la subestación no dispone de espacio suficiente para realizar las obras de ampliación.</p>	<p>Sistema E. Punto 4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra. En el alcance del proyecto considerar que se requiere comprar terreno aledaño a la subestación para realizar nuevo patio de maniobras de 66 kV y ampliación de patio de MT.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita modificar el numeral 4.1.9.1 del Sistema E, es decir la obra “Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) Y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis - Hualañé”, esta Comisión acoge la observación.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la valorización y la ingeniería conceptual de la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
11-15	<p>Sistema E. Punto 4.1.10 Ampliación en S/E Rauquén 66 kV (BS)</p>	<p>Debido a las restricciones de espacio en el sector del patio de 66kV, la ampliación de la barra de 66kV se deberá realizar en otro sector del recinto. Otra alternativa es comprar terreno hacia el lado poniente de la subestación.</p>	<p>Sistema E. Punto 4.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra. En el alcance del proyecto considerar que la ampliación de la barra de 66 kV se deberá realizar en otro sector del recinto, para ello se deberá utilizar cable de poder subterráneo para conectar la barra existente con la barra ampliada. Alternativamente, si se desea ampliar la barra de 66 kV en el mismo patio de</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa CGE en la que solicita incorporar a la descripción de la obra la instalación de cable de poder subterráneo para la ampliación de barra, esta Comisión señala que, dados los cambios establecidos para el proyecto, ya no resulta necesaria la construcción de una ampliación de barra en S/E Rauquén.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			66kV será necesario comprar terreno hacia el lado poniente de la subestación.	Transmisión 2020 en lo que se refiere a la materia observada.
11-16	Sistema E. Punto 4.1.11 Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	Se deben completar los paños de línea en SE Panguilemo	Sistema E. Punto 4.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra. En el alcance del proyecto considerar completar los paños de línea B1, B1-1, B2, B2-1 y B3 en SE Panguilemo, con todo el equipamiento necesario (equipos primarios, sistemas de control, protección y medida)	Se acoge parcialmente la observación. En relación a la observación presentada por CGE en la que solicita completar los paños de línea en SE Panguilemo, esta Comisión señala que dados los análisis realizados se incorporará el seccionamiento del circuito N° 1 de la línea 2x66 kV Itahue-Talca por lo que se completarán los paños relacionados a dicho seccionamiento. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la descripción del proyecto junto con su valorización referencial e incorporará los nuevos alcances en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020
11-17	Sistema E. Punto 4.1.14 Ampliación En S/E Monterrico (NTR ATMT)	Patio de 66kV dispone de espacio con barra construida para conexión de nuevo transformador.	Sistema E. Punto 4.1.14.1 Descripción general y ubicación de la obra. Proyecto no requiere ampliación de barras principal ni de transferencia en 66 kV.	Se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita modificar el numeral 4.1.14 de la obra "Ampliación En S/E Monterrico (NTR ATMT)", esta Comisión acoge la observación toda vez que modificar la obra a luz de la información entregada por la empresa ayuda a un mejor aprovechamiento del espacio de la subestación. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada a la sección de obras nuevas nacionales del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
11-18	Sistema E. Punto 4.1.15 Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado	Se debe completar paño de línea en SE Santa Elvira	Sistema E. Punto 4.1.15.1 Descripción general y ubicación de la obra. En el alcance del proyecto considerar completar el paño de línea en SE Santa Elvira con todo el equipamiento necesario (equipos primarios, sistemas de control, protección y medida).	Se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa CGE en la que solicita incorporar al alcance del proyecto completar el paño de línea en el extremo de S/E Santa Elvira, esta Comisión concuerda con lo expuesto e incluirá dentro de la descripción del proyecto la obra solicitada. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado" junto con su valorización e incorporará este alcance en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020
11-19	Sistema E. Punto 4.1.18 Ampliación En S/E Perales (NTR ATMT)	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.	Sistema E. Punto 4.1.18.1 Descripción general y ubicación de la obra. 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.	Se acoge observación, en consecuencia, se aclara: En relación a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de Acceso Abierto que haya dispuesto el

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones respectivas en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020, y procede a aclarar mediante la presente respuesta.</p>
11-20	Sistema E. Punto 4.1.20 Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas	Se debe completar paño de línea en SE Arenas Blancas	Sistema E. Punto 4.1.20.1 Descripción general y ubicación de la obra. En el alcance del proyecto considerar completar el paño de línea en SE Arenas Blancas con todo el equipamiento necesario (equipos primarios, sistemas de control, protección y medida).	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa CGE en la que solicita incorporar al alcance del proyecto completar el paño de línea en el extremo de S/E Arenas Blancas, esta Comisión concuerda con lo expuesto e incluirá dentro de la descripción del proyecto la obra solicitada.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas" junto con su valorización e incorporará este alcance en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020</p>
11-21	Sistema E. Tabla 11 Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén	Con el objetivo de disminuir eventuales atrasos de la puesta en servicio del proyecto completo, en particular por potenciales inconvenientes que pueda tener el desarrollo de la Nueva LT 2x66kV Buenavista-Rauquén, se propone separar el proyecto en dos obras: "Nueva S/E Seccionadora Buenavista" y "Nueva LT 2x66kV Buenavista-Rauquén". Esto permitiría la puesta en servicio del proyecto "Nueva S/E Seccionadora Buenavista" independiente del avance del proyecto "Nueva Línea 2x66kV	Sistema E. Tabla 11 Separar el proyecto en dos obras: "Nueva S/E Seccionadora Buenavista" y "Nueva LT 2x66kV Buenavista-Rauquén".	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa CGE en la que solicita separar el proyecto " Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén" en las obras: "Nueva S/E Seccionadora Buenavista" y "Nueva LT 2x66kV Buenavista-Rauquén", esta Comisión señala que dados los</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Buenavista-Rauquén", logrando disminuir la carga de la LT 1x66kV Teno-Rauquén y LT 1x66kV Rauquén-Teno, además de abastecer demanda y mejorar la calidad de servicio de los consumos que son abastecidos desde la SE Curicó.		cambios establecidos para el proyecto, ya no resulta necesaria la construcción de una línea hacia S/E Rauquén, toda vez que se ha optado por realizar el seccionamiento de la línea 1x66 kV Teno-Curicó en S/E Buenavista como reemplazo de dicha obra. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2020 en lo que se refiere a la materia observada.
11-22	Anexo 1. Punto 9.1. Tabla 53 Proyectos no recomendados N°95. PE-03 Ampliación en S/E Diego de Almagro	De acuerdo con la demanda actual y a los requerimientos de aumentos de consumos de las mineras Franke y Santiago Metals, que serán abastecidos desde el transformador 110/23kV de SE Diego de Almagro, la carga de este equipo alcanzaría un 94% el año 2024. Por lo que se requiere realizar un proyecto de aumento de capacidad de transformación.	Incorporar en el Informe Técnico Final el proyecto "PE-03 Ampliación en S/E Diego de Almagro".	No se acoge observación Con respecto a la información proporcionada por la empresa en las observaciones, cabe señalar que se entregan los documentos y formalidades de las factibilidades y un cuadro de carga que proyecta la demanda en la subestación, observando que, a partir del año 2021, la unidad de transformación de la SE Diego de Almagro presentaría problemas de suficiencia. Dado lo anterior, esta Comisión decide no incorporar esta obra en el presente Plan de Expansión, debido a que los plazos requeridos para su materialización por medio de esta vía resultarían insuficientes para atender los requerimientos derivados de la conexión de las demandas señaladas. Finalmente, esta Comisión recomienda incorporar este proyecto como una Obra Urgente, de acuerdo a lo indicado en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley.

Acciona

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
12-1	3.1.3.1. AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 500 KV	Se contempla la ampliación de las barras de S/E Kimal pero no se incluye ninguna obra que permita mejorar la evacuación de energía por el sistema de 500 kv.	Dado el alto potencial solar de la zona en donde se encuentra ubicada Kimal se recomienda incorporar un transformador de 500/220 kv de 750 MVA que permita evacuar la potencia de los posibles proyectos de generación que se pudieran conectar a la barra de Kimal sin afectar al criterio N-1 de los transformadores.	No se acoge la observación. Lo solicitado corresponde a la evaluación de una propuesta adicional a las recibidas con motivo de la etapa de presentación de las mismas, por lo que, de ser considerado pertinente por parte la empresa observante, se recomienda sea presentada con motivo del proceso correspondiente al año 2021. Por otra parte, los resultados de las simulaciones realizadas con motivo de la elaboración del ITF muestran que no existirían congestiones en el plazo en que se pondría en servicio una obra como la indicada, en caso de ser incorporada en el presente plan de expansión.
12-2	3.2.2. NUEVA LÍNEA 2X500 KV NOGALES - PAN DE AZÚCAR, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	Los 155 MUSD considerados como VI referencial para esta obra, se encuentra por debajo de los costos de inversión para una obra de esta magnitud, considerando además la zona por donde se debe construir. Como referencia, una línea de estas características debería tener un costo cercano a los 800 kUSD/km (referencia Proyecto Cardones-Polpaico 2x500kv).	Se solicita corregir el VI referencial considerado para esta obra, utilizando referencias como la construcción del Enlace 2x500 [kV] Nva Cardones-Polpaico que podría proporcionar el transmisor ISA Interchile.	Se acoge la observación. En atención a las observaciones recibidas respecto del valor de inversión referencial utilizado para la evaluación de la obra en cuestión, esta Comisión actualizó dicho valor con motivo de los análisis realizados para la elaboración del ITF. Finalmente, en función de los resultados de la evaluación de la obra en cuestión, esta Comisión decidió excluirla del presente plan de expansión, postergando su posible incorporación para siguientes

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				procesos de expansión de la transmisión.
12-3	3.2.2. NUEVA LÍNEA 2X500 KV NOGALES - PAN DE AZÚCAR, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	Considerando la zona en la que se emplaza esta línea y la permisología asociada para su ejecución, el plazo de PES de 48 meses propuesto para esta Obra no es factible y no guarda relación con los plazos reales para este tipo de obras. Adicionalmente, la misma Comisión considera para obras de similares características plazos de PES desde la adjudicación de la obra de 60 meses.	Se solicita corregir el plazo considerado para la PES de 48 meses por 60 meses.	Se acoge la observación. En base a mayores antecedentes recopilados, los que van en línea con las observaciones recibidas respecto al plazo constructivo de este proyecto, esta Comisión realizó la modificación de dicho plazo con motivo de los análisis realizados para la elaboración del ITF. Finalmente, en función de los resultados de la evaluación de la obra en cuestión, esta Comisión decidió excluirla del presente plan de expansión, postergando su posible incorporación para siguientes procesos de expansión de la transmisión.
12-4	6.3.3. PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	El plan de obras de generación utilizado por la CNE para la confección de los escenarios de modelación en PLP, no considera los proyectos solares y eólicos en construcción y catastrados por el CEN, para el período 2021-2024. En dicho período, se pondrán en servicio aproximadamente 4.000 MW de generación ERNC, ubicados principalmente al Norte de Subestación Polpaico. No considerar estos proyectos impacta directamente en las obras de transmisión que se deben proponer para el corredor de 500 [kV] que interconecta las SSEE Nva. Cardones -Polpaico, con la finalidad de mitigar el importante vertimiento de ERNC que afectarán a las plantas conectadas en dicha zona, producto de la insuficiente infraestructura de transmisión existente.	Modificar Plan de Obras de Generación considerando los proyectos solares y eólicos que actualmente se encuentran declarados en construcción, y con procesos abiertos publicados en la plataforma de gestión de proyectos (PGP) del CEN.	No se acoge la observación. Los proyectos de generación que deben ser considerados para la elaboración de los escenarios de generación para la planificación de la transmisión se encuentran señalados en el numeral 4 del artículo 11° de la RE 711, los que corresponden exclusivamente a aquellos declarados en construcción, comprometidos en procesos de licitación de suministro a clientes regulados o libres, de modo que no corresponde la incorporación de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																												
				proyectos adicionales que no cuentan con la certeza de su materialización.																																																												
12-5	6.3.3.2. Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción	<p>El informe indica que se utilizó la Resolución Exenta N°64 de febrero de 2020 como input para definir las instalaciones de generación declaradas en construcción. No obstante, se considera que dicha base está desactualizada y por ende se debería utilizar información más reciente.</p> <p>Lo anterior es importante para conocer los MW anuales que el estudio proyecta que se incorporará en cada zona del SEN. Como referencia, según el catastro de proyectos en construcción del Coordinador de enero 2021, se incorporarán los siguientes montos de generación ERNC:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="3">Capacidad instalada en nuevos Proyectos</th> </tr> <tr> <th>Zona / Tecnología</th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Centro</td> <td></td> <td></td> <td>75</td> </tr> <tr> <td>Solar FV</td> <td></td> <td></td> <td>75</td> </tr> <tr> <td>Ex SIC zona norte</td> <td>1194.55</td> <td>498</td> <td>336</td> </tr> <tr> <td>Eolica</td> <td>110</td> <td></td> <td>86</td> </tr> <tr> <td>Solar FV</td> <td>1084.55</td> <td>498</td> <td>250</td> </tr> <tr> <td>Ex SING</td> <td>1889.2</td> <td>938</td> <td></td> </tr> <tr> <td>CSP</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Eolica</td> <td>454.8</td> <td>156</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Solar FV</td> <td>1434.4</td> <td>602</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Solar FV+BESS</td> <td></td> <td>180</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ex SIC zona sur</td> <td>777.1</td> <td>283</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Eolica</td> <td>777.1</td> <td>283</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Total general</td> <td>3860.85</td> <td>1719</td> <td>411</td> </tr> </tbody> </table>		Capacidad instalada en nuevos Proyectos			Zona / Tecnología	2021	2022	2023	Centro			75	Solar FV			75	Ex SIC zona norte	1194.55	498	336	Eolica	110		86	Solar FV	1084.55	498	250	Ex SING	1889.2	938		CSP				Eolica	454.8	156		Solar FV	1434.4	602		Solar FV+BESS		180		Ex SIC zona sur	777.1	283		Eolica	777.1	283		Total general	3860.85	1719	411	Se recomienda utilizar el catastro más actual de la CNE para definir los proyectos de generación y transmisión declarados en construcción. Además, se solicita incluir en el informe la tabla con dichos proyectos.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión utilizó la información contenida en la RE N°372 del 28 de septiembre de 2020, por lo que se encuentran incorporados la mayoría de los proyectos declarados en construcción durante el año 2020. Lamentablemente, en el ITP del Plan de Expansión 2020 se indicó, por error, que se habían considerado únicamente aquellos proyectos contenidos en la RE N°64, lo cual será corregido en la redacción del ITF.</p>
	Capacidad instalada en nuevos Proyectos																																																															
Zona / Tecnología	2021	2022	2023																																																													
Centro			75																																																													
Solar FV			75																																																													
Ex SIC zona norte	1194.55	498	336																																																													
Eolica	110		86																																																													
Solar FV	1084.55	498	250																																																													
Ex SING	1889.2	938																																																														
CSP																																																																
Eolica	454.8	156																																																														
Solar FV	1434.4	602																																																														
Solar FV+BESS		180																																																														
Ex SIC zona sur	777.1	283																																																														
Eolica	777.1	283																																																														
Total general	3860.85	1719	411																																																													
12-6	9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS (OBRA N°9 AMPLIACIÓN DE	Consideramos que no se justifica el rechazo de esta obra, debido a que los plazos de ejecución de este proyecto (36 meses) son inferiores a los plazos de la obra propuesta por la CNE en su reemplazo (48 meses). El ítem plazos se justifica en el entendido que la obra de ampliación propuesta por ISA y Enel	En función de los antecedentes descritos, se solicita incluir en el ITP la	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, es del caso señalar que, tanto la propuesta No</p>																																																												

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	CAPACIDAD LINEA DE TRANSMISIÓN NUEVA MAITENCILLO - POLPAICO 500KV)	<p>Green Power tiene la ventaja de que no requiere de un gran desarrollo de permisos sectoriales y medioambientales, dado que todas las intervenciones se hacen en instalaciones existentes, a diferencia de la construcción de una nueva línea de transmisión de 500 [kV].</p> <p>Adicionalmente, se debe tener en consideración que el CEN en su "Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020", recomendó esta obra producto del beneficio que tendría en el corto plazo para la mitigación del vertimiento que afectará a las plantas ERNC conectadas al norte de Subestación Polpaico.</p> <p>Por último, el plan de obras de generación utilizado por la CNE no se ajusta a la realidad y está subdimensionando los nuevos proyectos de generación que se conectarán en la zona norte, por lo tanto, entendemos que modificando el plan de obras de generación para el período 2021-2024 se verán claramente los reales beneficios de esta obra.</p>	<p>obra de transmisión: "OBRA N°9 AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD LINEA DE TRANSMISIÓN NUEVA MAITENCILLO - POLPAICO 500KV", dado que presenta un plazo de implementación mucho más realista que el plazo de la obra propuesta por la CNE en su reemplazo, con el consecuente beneficio económico que esto tendrá para la operación global del SEN en su conjunto.</p>	<p>Recomendada indicada, como la obra incorporada en el ITP, fueron analizadas nuevamente con motivo de la elaboración del ITF del presente plan de expansión.</p> <p>Por otra parte, esta Comisión difiere de lo planteado por la empresa observante, en cuanto a que se estaría subdimensionando el plan de obras de generación en el corto plazo, ya que este se ajusta a lo indicado en la RE 711 para la conformación de dicho plan de obras.</p> <p>Finalmente, en función de los resultados de la evaluación de las dos obras en cuestión, tanto la obra incorporada en el ITP, como la solicitada por la empresa en su observación, no han sido incorporadas al presente plan, postergando su posible incorporación para siguientes procesos de expansión de la transmisión.</p>

AES Gener

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
13-1	<p>7.1.2 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN DE ANTOFAGASTA y 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS PE-03 Cambio Conductor_Andes_Likanantai_Nzaldivar</p>	<p>El proyecto “Apoyo al Sistema de Transmisión de la Región de Antofagasta” consiste en el desarrollo de dos obras de expansión propuestas por la CNE. En el Sistema de Transmisión Nacional. Estos proyectos son:</p> <p>1- “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)” 2- “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai”</p> <p>Al analizar los archivos de respaldo de los análisis de esos proyectos y las propuestas enviadas para la zona, se evidencia que para efectos de la incorporación en el modelo del proyecto de S/E Likanantai, se desconecta por el plazo de un año el tramo Andes - Nva Zaldívar. Esta condición se utiliza tanto para los escenarios base como para el análisis de los proyectos.</p> <p>Por su parte, se han considerado proyectos de generación actualmente en construcción con conexión en la subestación Nueva Zaldívar, en circunstancias que consta en las respectivas resoluciones de la CNE que declara y actualiza los proyectos de generación y trasmisión en construcción que la conexión de los proyectos Sol de Lila y Andes Solar IIA (fase 2) es en la subestación Andes. Esta condición se utiliza en los escenarios base y en la evaluación de los proyectos. Adicionalmente, el proyecto Andes IIB que actualmente se encuentra en construcción, no se ha incorporado dentro de los archivos de simulación.</p> <p>En base a lo anterior, eventualmente el análisis de los proyectos en cuestión y las propuestas de proyectos para los tramos Likanantai - Nueva Zaldívar y Andes- Likanantai cambiarán, por lo</p>	<p>Corregir los archivos de simulación y corregir los análisis de los proyectos. Incorporar la expansión del tramo Andes - Likanantai</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión ajustó el error en la modelación para el tramo de transmisión señalado en la observación, con motivo de las nuevas simulaciones realizadas para la elaboración del ITF.</p> <p>Respecto del proyecto de generación indicado, este fue declarado en construcción con posterioridad a la emisión de la RE de proyectos en construcción utilizada en la elaboración de ambos informes, por lo que no corresponde su incorporación. En todo caso, se analizó el potencial impacto de este proyecto en la evaluación del proyecto de cambio de conductor para el tramo Andes - Likanantai 2x220 kV, encontrándose que dicho tramo de transporte posee capacidad suficiente para albergar un proyecto de las características del señalado, de modo que su incorporación en el plan de obras de generación, no produciría un impacto significativo en los resultados obtenidos.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		cual se hace necesario efectuar las correcciones del caso.		
13-2	7.1.2 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN DE ANTOFAGASTA y 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS PE-03 Cambio Conductor_Andes_Likanantai_Nzaldivar	<p>La RE 711 de 2017, en su artículo 13° señala lo siguiente:</p> <p>"La Comisión utilizará la información y antecedentes señalados en el presente Capítulo que estén disponibles al momento de inicio de la Planificación de la Transmisión, pudiendo ser actualizados durante el desarrollo de la misma, de acuerdo al estado de avance de los procesos de los cuales se obtiene dicha información y antecedentes.</p> <p>Se entenderá, para efectos de la presente resolución, que el proceso de Planificación se inicia con la entrega por parte del Coordinador de su propuesta de expansión para los distintos."</p> <p>Sin perjuicio de que para los efectos del análisis del presente Plan de Expansión se hayan considerado las instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 64 de la Comisión, de 28 de febrero de 2020, conforme lo establecido en el Artículo 13° de la mencionada Resolución, es posible que la CNE pueda actualizar alguno de estos supuestos, en particular aquellos relacionados a las instalaciones de generación y construcción declaradas en construcción. Para el caso en comento, el proyecto Andes IIB, que se encuentra en construcción no ha sido incorporado dentro de los análisis de la zona. En base a lo anterior y en específico, en relación al proyecto Andes IIB que se encuentra declarado en construcción, se solicita se incorpore dentro de los análisis ya sea mediante la consideración en los escenarios de generación del señalado</p>	<p>Incorporar el proyecto de generación en construcción Andes IIB dentro de los análisis, ya sea mediante la consideración en los escenarios de generación del señalado parque o sean efectuados análisis de sensibilidades respecto el mismo.</p> <p>Adicionalmente, incorporar la expansión del tramo Andes - Likanantai.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto del proyecto de generación indicado, este fue declarado en construcción con posterioridad a la emisión de la RE de proyectos en construcción utilizada en la elaboración de ambos informes, por lo que no corresponde su incorporación. En todo caso, se analizó el potencial impacto de este proyecto en la evaluación del proyecto de cambio de conductor para el tramo Andes - Likanantai 2x220 kV, encontrándose que dicho tramo de transporte posee capacidad suficiente para albergar un proyecto de las características del señalado, de modo que su incorporación en el plan de obras de generación, no produciría un impacto significativo en los resultados obtenidos.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		parque o sean efectuados los análisis de sensibilidades pertinentes incluyendo el proyecto de generación señalado con el objeto de verificar las expansiones propuestas por la CNE o los promotores de proyectos.		
13-3	9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS PE-02 Almacenamiento_Temuco-Cautin(100MW)	En relación al proyecto en cuestión, al analizar los archivos de respaldo del Informe se puede apreciar que el aumento de capacidad sólo alcanzaría 20MW y no los 100MW que puede otorgar el sistema de baterías. Lo anterior en relación a los límites de los tramos y las amplias capacidades del sistema para tomar la carga de 100MW. Es importante señalar que no se encontró en el informe la justificación o criterio que respalde y explique el aumento solamente de 20MW, por lo anterior tampoco es posible efectuar observaciones en tiempo y forma al respecto. Por lo anterior, se solicita que sean modificado el aumento de capacidad a incluyendo los 100MW adicionales.	Incorporar la capacidad adicional de 100MW que entrega el proyecto y no 20MW. Junto con ello, incorporar dentro del plan de expansión de la transmisión en proyecto Almacenamiento en Temuco - Cautín.	Se acoge parcialmente la observación. Se corrigió la capacidad de transmisión de acuerdo a lo indicado en la observación y se simuló con dicha capacidad. Sin embargo, los resultados de las simulaciones muestran que la obra no cumple con los requisitos para ser incorporada al presente plan de expansión.
13-4	9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS PE-08 Seccionamiento Cerro Piedra	Conforme lo señalado en el informe técnico, no se recomienda la ejecución de la obra en atención a que las instalaciones zonales tendrían, a criterio de la CNE, como objetivo esencial el abastecer la demanda, por tanto, la CNE actualmente desiste de expandir tales instalaciones para efectos de la incorporación o necesidades que surjan a raíz de la conexión de proyectos de generación.	Incorporar la obra Seccionamiento Cerro Piedra o en subsidio decretar la expansión de una subestación cercana para otorgar acceso abierto a las redes de transmisión, como por ejemplo S/E Quintay	No se acoge la observación. Esta Comisión analizó los argumentos planteados por la empresa en la observación, sin encontrar motivos suficientes como para incorporar la obra en el presente plan de expansión. Lo anterior, considerando la existencia de puntos, como la S/E La Pólvora, ubicados a menos de 10 km de la ubicación solicitada para la nueva subestación, la cual cuenta con capacidad disponible para la conexión de proyectos. Por otra parte, es importante señalar que, dadas las obras de transmisión zonal incorporadas en los últimos planes de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				expansión, el actual sistema de 66 kV entre las SS/EE Laguna Verde y Algarrobo Norte (salvo esta última instalación) han perdido relevancia para efectos del abastecimiento de la demanda a clientes sometidos a regulación de precios, de modo que no se visualizan posibles sinergias entre la obra propuesta y el propósito señalado, tales que justifiquen la incorporación de la obra.
13-5	9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS PE-07 ampliación Loica	<p>La obra se propuso con el objeto de poder otorgar acceso abierto al sistema, en atención a la cantidad de proyectos que se encuentran en la zona. Si bien la S/E Loica fue concebida con espacios para efectos de poder permitir la conexión de futuros proyectos, éstos ya han sido solicitados, requiriéndose más espacio para poder finalmente permitir el acceso abierto.</p> <p>Por su parte, la subestación Loica fue adjudicada por parte del Coordinador el 27 de noviembre del 2020, restando aún el proceso mediante el cual el Ministerio emite el correspondiente decreto de Adjudicación y la construcción propiamente tal del proyecto. Además, el presente Plan de Expansión debe pasar aún por diversas instancias de observaciones y/o eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos y atendiendo los últimos procesos se estima que el proceso de planificación de la expansión del sistema de transmisión 2020 estará concluido hacia el segundo semestre del presente año. Considerando lo anterior, ya se podría contar con la información de la subestación Loica para poder decretar la expansión. En tal sentido entonces la obra podría ser considerada como condicionada a la obtención de la mencionada</p>	Incorporar la obra Ampliación Loica	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Con motivo del análisis de los argumentos planteados en las distintas observaciones recibidas en relación a esta obra de expansión, esta Comisión revisó nuevamente la situación, chequeando los plazos constructivos tanto de la obra propuesta como de la ejecución de la obra incorporada en el Plan de expansión 2018, y que contempla la construcción de la S/E Loica, la cual fue recientemente adjudicada. De esta forma, y una vez revisados los antecedentes, se concluyó que resulta pertinente postergar la incorporación de la obra mencionada para siguientes procesos de expansión, en los cuales se cuente con mejor información respecto de la ingeniería de la obra de expansión que considera la construcción de la S/E Loica, lo que, en todo caso, podría ver diferida la entrada en operación de la ampliación solicitada, en alrededor de un año con posterioridad al plazo esperado de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>información. Es importante señalar que, tratándose de una obra del tipo de extensión de barras, la necesidad de información es bastante básica para los efectos de la valorización e inclusión en el Plan de Expansión, por tanto, se estima que se dispone de suficiente información para poder decretarla o incluso decretarla como obra condicionada a algún hito de la construcción del proyecto por parte del Adjudicatario. Esto también con el propósito de que la expansión pueda entrar en operación en conjunto con la entrada en operación de la mencionada subestación y con ello, poder conectar los proyectos al sistema.</p>		<p>puesta en servicio de dicha subestación.</p>

Hydrostor

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																
14 -1	6.3.4.1 Ajuste por demanda	<p><u>Observación 1: Razones Técnicas y económicas respecto a la adopción masiva de CSP</u></p> <p>Como se señala en el punto 6.3.4.1, la Comisión Nacional de Energía (CNE) debe ajustar la generación de manera que se adapte a la capacidad de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), lo que se lleva a cabo realizando un ajuste de generación-demanda, de tal manera de establecer una relación entre ambos planes de generación. Este proceso busca que la expansión de la transmisión se oriente en el proceso de la PELP, la cual, recoge la visión y desarrollos realizados por el Ministerio de Energía.</p> <p>Según lo indicado en la sección de ajuste de la demanda del ITP2020 (punto 6.3.4.1), dicho proceso, esta vez, se realiza usando la base de datos con la que se realiza la PELP, pero ajustándola a la realidad actual y a los supuestos necesarios determinados por la CNE (por ejemplo, cambio en el vector de demanda a utilizar). En ese sentido, se marca una diferencia respecto a procesos anteriores, puesto que los proyectos que se incorporan en los Escenarios de Generación para la Transmisión (EGPT) son resultado de un proceso de optimización de inversiones.</p> <p>De los resultados expuestos se evidencia una matriz de tecnologías que va incrementando con el paso de los años, ajustándose al crecimiento de la demanda y la salida de centrales a carbón (plan de retiro esperado en el mismo informe). El resumen para cada uno de los escenarios se presenta en la Tabla 1.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 1: Resumen de capacidad total para cada escenario.</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Eólica [MW]</th> <th>Solar [MW]</th> <th>Pasada [MW]</th> <th>Batería [MW]</th> <th>Solar CSP [MW]</th> <th>Bombeo [MW]</th> <th>Diésel [MW]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Escenario 1</td> <td>6940</td> <td>7625</td> <td>99</td> <td>1951</td> <td>1634</td> <td>135</td> <td>51</td> </tr> <tr> <td>Escenario 2</td> <td>8634</td> <td>8751</td> <td>373</td> <td>125</td> <td>4726</td> <td>0</td> <td>137</td> </tr> <tr> <td>Escenario 3</td> <td>9407</td> <td>5611</td> <td>37</td> <td>172</td> <td>2386</td> <td>0</td> <td>63</td> </tr> <tr> <td>Escenario 4</td> <td>7865</td> <td>3202</td> <td>37</td> <td>160</td> <td>52</td> <td>0</td> <td>75</td> </tr> <tr> <td>Escenario 5</td> <td>8709</td> <td>12833</td> <td>212</td> <td>2287</td> <td>3748</td> <td>263</td> <td>52</td> </tr> </tbody> </table> <p>De estos planes de expansión uno de los puntos que llama poderosamente la atención es el elevado grado de penetración que se tiene para las centrales Termosolares (en adelante CSP), teniendo en cuenta los altos costos de inversión (en comparación a otras tecnologías) señalados en la PELP. Para tener en mente los costos de estas tecnologías, en la Figura 1 se muestran los costos usados por el Ministerio de Energía en su proceso de planificación (PELP) en su última actualización¹, considerando además que en la sección 6.3.6.1 se señala que los CSP evaluados tienen una autonomía de 14 horas.</p>		Eólica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Batería [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	Diésel [MW]	Escenario 1	6940	7625	99	1951	1634	135	51	Escenario 2	8634	8751	373	125	4726	0	137	Escenario 3	9407	5611	37	172	2386	0	63	Escenario 4	7865	3202	37	160	52	0	75	Escenario 5	8709	12833	212	2287	3748	263	52	<p>Ante esta situación se solicita que la CNE revise los resultados obtenidos y justifique matemáticamente el ingreso masivo de este tipo de tecnologías, dando a conocer cómo calculan los ingresos de cada central incluida dentro de las proyecciones (éstas deben justificarse económicamente).</p> <p>Al mismo tiempo, se solicita se informen los costos de inversión de las tecnologías para determinar los EGPT y se</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los EGPT se construyeron de tal manera que los montos de potencia instalada de generación, así como su ubicación aproximada y tecnología fueron determinados mediante un proceso de optimización de inversiones que considera los costos de desarrollo de las distintas alternativas tecnológicas incluidas en el Informe de Actualización de Antecedentes de la PELP 2020. En este</p>
	Eólica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Batería [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	Diésel [MW]																																													
Escenario 1	6940	7625	99	1951	1634	135	51																																													
Escenario 2	8634	8751	373	125	4726	0	137																																													
Escenario 3	9407	5611	37	172	2386	0	63																																													
Escenario 4	7865	3202	37	160	52	0	75																																													
Escenario 5	8709	12833	212	2287	3748	263	52																																													

¹ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230_actualizacion_pelp_-_iaa_2020_1.pdf

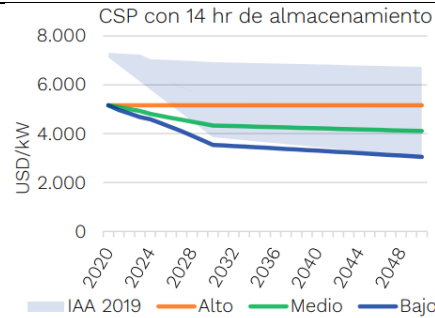


Figura 1: Costos de inversión de centrales CSP para 14 horas de duración.

Dado que el objetivo de la planificación de la generación es determinar el equilibrio competitivo de los agentes (que con información perfecta es equivalente al ejercicio de minimización de costos de operación e inversión), es de vital importancia chequear que las tecnologías seleccionadas sean capaces de obtener beneficios de sus proyectos en base a las condiciones futuras. Si el caso fuera el contrario, tales agentes no entrarían al mercado por no percibir beneficios suficientes.

Para evaluar los beneficios que tendría este tipo de centrales para el sistema, se realiza un ejercicio de valorización de los ingresos que podría percibir una de las centrales. Para ello, sólo a modo de ejemplo, se selecciona la central "Cen-CSP-13" en el escenario 2, la que cuenta con una capacidad de 364 [MW] y se conecta a la barra "Miraje 220". La valorización se realiza con los resultados de generación y costos marginales de los resultados de "02 Ope Base TxN"². El objetivo consiste en determinar los ingresos promedio (generación y costos marginales (CMg) que se encuentran en promedio hidrológico para estos resultados) que obtendría este tipo de centrales a lo largo de su vida útil (25 años según la PELP). La idea es saber si los costos marginales resultantes del modelo de operación pueden aportar significativamente al pago de la inversión en CSP.

Para estos análisis se valorizan las inyecciones de la central al costo marginal de la barra de conexión en cada año, mes y bloque, utilizando las salidas del IPT. De la misma manera, teniendo en cuenta que estas centrales pueden percibir ingresos por capacidad, se calculan los ingresos que percibirían en el mejor de los casos, considerando los siguientes supuestos:

- i) Reconocimiento de potencia de suficiencia inicial del 100%.
- ii) Factor de ajuste de la demanda del 75% (superior al del día de hoy).
- iii) No se consideran indisponibilidades de ningún tipo.

Los resultados de este procedimiento se muestran en la Tabla 2, en donde entre ambos tipos de ingresos se obtiene un total de \$ 686 [MMUSD].

demuestre matemáticamente que los proyectos incorporados son eficientes para el sistema.

sentido, la incorporación de centrales tanto CSP como otras tecnologías, responde a dicho proceso de optimización y no a una eventual incorporación arbitraria, de modo que no viene al caso requerir una justificación matemática para explicar el resultado obtenido. De todas maneras, es del caso señalar que la modelación de las centrales de tecnología CSP en el software utilizado para determinar el plan de obras de generación preliminar (Ameba, en este caso), considera la optimización de la

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																																				
		<p style="text-align: center;">Tabla 2: Ingresos medios de la central Cen-CSP-13.</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th data-bbox="611 428 789 456">Año</th> <th data-bbox="789 428 1108 456">Ingresos por venta de Energía [USD]</th> <th data-bbox="1108 428 1358 456">Ingresos por capacidad [USD]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2031</td><td>\$ 41,503,089</td><td>\$ 14,030,741</td></tr> <tr><td>2032</td><td>\$ 48,730,548</td><td>\$ 13,236,548</td></tr> <tr><td>2033</td><td>\$ 28,317,755</td><td>\$ 12,487,309</td></tr> <tr><td>2034</td><td>\$ 29,948,607</td><td>\$ 11,780,481</td></tr> <tr><td>2035</td><td>\$ 25,290,364</td><td>\$ 11,113,661</td></tr> <tr><td>2036</td><td>\$ 22,926,169</td><td>\$ 10,484,586</td></tr> <tr><td>2037</td><td>\$ 20,990,375</td><td>\$ 9,891,119</td></tr> <tr><td>2038</td><td>\$ 20,222,447</td><td>\$ 9,331,244</td></tr> <tr><td>2039</td><td>\$ 19,705,190</td><td>\$ 8,803,060</td></tr> <tr><td>2040</td><td>\$ 28,174,784</td><td>\$ 8,304,774</td></tr> <tr><td>2041</td><td>\$ 20,365,563</td><td>\$ 7,834,692</td></tr> <tr><td>2042</td><td>\$ 19,212,796</td><td>\$ 7,391,219</td></tr> <tr><td>2043</td><td>\$ 18,125,279</td><td>\$ 6,972,848</td></tr> <tr><td>2044</td><td>\$ 17,099,320</td><td>\$ 6,578,159</td></tr> <tr><td>2045</td><td>\$ 16,131,434</td><td>\$ 6,205,810</td></tr> <tr><td>2046</td><td>\$ 15,218,334</td><td>\$ 5,854,538</td></tr> <tr><td>2047</td><td>\$ 14,356,919</td><td>\$ 5,523,149</td></tr> <tr><td>2048</td><td>\$ 13,544,263</td><td>\$ 5,210,518</td></tr> <tr><td>2049</td><td>\$ 12,777,606</td><td>\$ 4,915,583</td></tr> <tr><td>2050</td><td>\$ 12,054,346</td><td>\$ 4,637,342</td></tr> <tr><td>2051</td><td>\$ 11,372,024</td><td>\$ 4,374,851</td></tr> <tr><td>2052</td><td>\$ 10,728,325</td><td>\$ 4,127,218</td></tr> <tr><td>2053</td><td>\$ 10,121,061</td><td>\$ 3,893,602</td></tr> <tr><td>2054</td><td>\$ 9,548,171</td><td>\$ 3,673,210</td></tr> <tr><td>2055</td><td>\$ 9,007,708</td><td>\$ 3,465,292</td></tr> <tr><td>Total</td><td>\$ 495,472,475</td><td>\$ 190,121,555.41</td></tr> <tr><td>Sub-Total</td><td>\$ 685,594,031</td><td></td></tr> </tbody> </table>	Año	Ingresos por venta de Energía [USD]	Ingresos por capacidad [USD]	2031	\$ 41,503,089	\$ 14,030,741	2032	\$ 48,730,548	\$ 13,236,548	2033	\$ 28,317,755	\$ 12,487,309	2034	\$ 29,948,607	\$ 11,780,481	2035	\$ 25,290,364	\$ 11,113,661	2036	\$ 22,926,169	\$ 10,484,586	2037	\$ 20,990,375	\$ 9,891,119	2038	\$ 20,222,447	\$ 9,331,244	2039	\$ 19,705,190	\$ 8,803,060	2040	\$ 28,174,784	\$ 8,304,774	2041	\$ 20,365,563	\$ 7,834,692	2042	\$ 19,212,796	\$ 7,391,219	2043	\$ 18,125,279	\$ 6,972,848	2044	\$ 17,099,320	\$ 6,578,159	2045	\$ 16,131,434	\$ 6,205,810	2046	\$ 15,218,334	\$ 5,854,538	2047	\$ 14,356,919	\$ 5,523,149	2048	\$ 13,544,263	\$ 5,210,518	2049	\$ 12,777,606	\$ 4,915,583	2050	\$ 12,054,346	\$ 4,637,342	2051	\$ 11,372,024	\$ 4,374,851	2052	\$ 10,728,325	\$ 4,127,218	2053	\$ 10,121,061	\$ 3,893,602	2054	\$ 9,548,171	\$ 3,673,210	2055	\$ 9,007,708	\$ 3,465,292	Total	\$ 495,472,475	\$ 190,121,555.41	Sub-Total	\$ 685,594,031			<p>colocación de la energía de la central dentro de cada etapa de simulación, situación que no es posible de replicar en el modelo de simulación de la operación utilizado en la etapa de evaluación de proyectos, por lo que es esperable que, a la hora de estimar los ingresos que obtendría una central CSP en particular, estos resulten inferiores a los que obtendría si su operación fuese optimizada.</p>
Año	Ingresos por venta de Energía [USD]	Ingresos por capacidad [USD]																																																																																						
2031	\$ 41,503,089	\$ 14,030,741																																																																																						
2032	\$ 48,730,548	\$ 13,236,548																																																																																						
2033	\$ 28,317,755	\$ 12,487,309																																																																																						
2034	\$ 29,948,607	\$ 11,780,481																																																																																						
2035	\$ 25,290,364	\$ 11,113,661																																																																																						
2036	\$ 22,926,169	\$ 10,484,586																																																																																						
2037	\$ 20,990,375	\$ 9,891,119																																																																																						
2038	\$ 20,222,447	\$ 9,331,244																																																																																						
2039	\$ 19,705,190	\$ 8,803,060																																																																																						
2040	\$ 28,174,784	\$ 8,304,774																																																																																						
2041	\$ 20,365,563	\$ 7,834,692																																																																																						
2042	\$ 19,212,796	\$ 7,391,219																																																																																						
2043	\$ 18,125,279	\$ 6,972,848																																																																																						
2044	\$ 17,099,320	\$ 6,578,159																																																																																						
2045	\$ 16,131,434	\$ 6,205,810																																																																																						
2046	\$ 15,218,334	\$ 5,854,538																																																																																						
2047	\$ 14,356,919	\$ 5,523,149																																																																																						
2048	\$ 13,544,263	\$ 5,210,518																																																																																						
2049	\$ 12,777,606	\$ 4,915,583																																																																																						
2050	\$ 12,054,346	\$ 4,637,342																																																																																						
2051	\$ 11,372,024	\$ 4,374,851																																																																																						
2052	\$ 10,728,325	\$ 4,127,218																																																																																						
2053	\$ 10,121,061	\$ 3,893,602																																																																																						
2054	\$ 9,548,171	\$ 3,673,210																																																																																						
2055	\$ 9,007,708	\$ 3,465,292																																																																																						
Total	\$ 495,472,475	\$ 190,121,555.41																																																																																						
Sub-Total	\$ 685,594,031																																																																																							

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Si bien los ingresos parecen considerables, estos deben ser capaces al menos de pagar la inversión de este proyecto, la que según su fecha de instalación (2031), Figura 1, ascienden a 3400 [USD/kW]. Con estos costos, el valor de inversión total del proyecto alcanza los \$ 1237 [MMUSD], lo que es un 80% superior a los ingresos calculados anteriormente.</p> <p>Este análisis refleja la necesidad de que la CNE justifique matemáticamente el ingreso masivo de CSP para garantizar que los valores instalados en todos los escenarios no sean resultado de un error de modelación (ya sea en el proceso de optimización o en los inputs del sistema).</p>		
14 -2	6.3.4.1 Ajuste por demanda	<p><u>Observación 2: Adopción temprana de sistemas de almacenamiento</u></p> <p>Siguiendo la misma lógica de la pregunta anterior, en el proceso de ajuste por demanda se incorporan un variado número de centrales de almacenamiento de Bombeo y Baterías. Con este tipo de centrales se tienen dos observaciones relevantes, el primero de ellos corresponde a la factibilidad económica de corto plazo (proyectos que se supone que ingresan en 2022-2023) y el segundo a su temporalidad (factibilidad de construcción).</p> <div data-bbox="472 808 1491 1153"> </div> <p>Figura 2: Costos de inversión para BESS e hidráulica por bombeo.</p> <p>i) <u>Factibilidad económica:</u> Al igual que en el caso de las centrales CSP, las centrales de almacenamiento son centrales de costos de inversión relevantes, sobre todo en el corto plazo, tal y como se muestra en la Figura 2. Con la finalidad de evaluar económicamente algunos de los proyectos, se repetirá la evaluación económica realizada para el CSP (observación anterior), pero esta vez para uno de los BESS. En este caso, los ingresos por arbitraje de energía (valorizando</p>	<p>Propuesta:</p> <p>Se solicita que la CNE evalúe y demuestre económicamente e la factibilidad de los proyectos de almacenamiento, analizando la posibilidad de su ingreso por el mercado competitivo, es decir que determine que los ingresos por arbitraje son suficientes para pagar la operación de estos activos.</p> <p>De lo contrario (en caso de que estos proyectos no sean factibles</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Dadas las modificaciones realizadas a la proyección de demanda, se ejecutó nuevamente la etapa de optimización de inversiones, incorporando un ajuste en la capacidad de transmisión desde el nodo Kimal hacia el norte, debido a que se encontraba subestimada para los primeros años del horizonte. Una vez</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>inyecciones y retiros de la barra conectada), se pueden ver en la Tabla 3, en donde se consideró el sistema llamado "Cen-ESS-1", el cual cuenta con una capacidad de 255 [MW].</p> <p>De la tabla se desprende que el almacenamiento presenta ingresos de 219 [MMUS] a lo largo de su vida útil (25 años, sin embargo, puede ser considerablemente menor dependiendo de su número de ciclados). Bajo estas condiciones y teniendo en cuenta que el almacenamiento ingresa el 2022 su costo de inversión alcanza los 2460 [USD/kW], lo que equivale a un costo total del proyecto de \$627 [MMUSD]. Al igual que en el caso del CSP evaluado, los ingresos son ampliamente menores al costo del proyecto. Este hecho hace que los ingresos por capacidad para este tipo de activos deban ser reconocidos para comenzar a pensar en su factibilidad económica como activo de generación.</p>	<p>mediante esta vía), no deberían ser considerados.</p> <p>En otras palabras, si la CNE está asumiendo que los proyectos de almacenamiento entran por vías competitivas, pero se demuestra que los ingresos que se puede apropiar desde el mercado competitivo no son suficientes para pagar tal almacenamiento, quiere decir que no entrarían por vía competitiva, ergo el supuesto de la autoridad es erróneo.</p> <p>Adicionalmente, se solicita que la comisión tenga en cuenta los plazos constructivos</p>	<p>incorporado esa corrección, los resultados no muestran presencia de sistemas de almacenamiento en los primeros años del horizonte de estudio, por lo que no fue necesario incorporar restricciones adicionales.</p>

Tabla 3: Ingresos por Arbitraje de energía BESS "Cen-ESS-1".

Año	Año Relativo	Cen-ESS-1
1	2022	\$12,608,719
2	2023	\$12,240,591
3	2024	\$12,651,941
4	2025	\$15,823,838
5	2026	\$15,015,576
6	2027	\$16,286,601
7	2028	\$15,856,209
8	2029	\$14,781,211
9	2030	\$13,856,858
10	2031	\$11,796,109
11	2032	\$13,129,216
12	2033	\$7,980,427
13	2034	\$8,780,913
14	2035	\$6,460,424
15	2036	\$5,031,431
16	2037	\$4,726,345
17	2038	\$4,858,238
18	2039	\$3,863,797
19	2040	\$3,653,275
20	2041	\$3,654,774
21	2042	\$3,447,900
22	2043	\$3,252,736
23	2044	\$3,068,619
24	2045	\$2,894,923
25	2046	\$2,731,060
Total		\$218,451,731

para que estos proyectos se materialicen.

ii) Temporalidad: En dos de los cinco escenarios se proyecta el ingreso de centrales de bombeo el año 2023, la duda que surge para estos escenarios es la factibilidad técnica de construcción para ese periodo, teniendo en cuenta el tiempo para la construcción de una central de este tipo. Basado en la fecha de entrada dispuesta para este proyecto, se tendrían menos de dos años para que ingrese en operación, lo que es prácticamente imposible, dado que nadie hoy día se encuentra realizando tales proyectos. Lo mismo aplica para el caso del almacenamiento, ya que nadie hoy está construyendo o pensando en construir almacenamiento BESS de 10 horas de duración (que son las incorporadas en el modelo) cuya entrada en operación esté garantizada para el 2022.

Lo importante de esta observación es que todos los escenarios dependen en mayor o menor medida del almacenamiento (BESS y/o Bombeo), sin embargo, estos proyectos difícilmente se podrán materializar sólo como activos de generación, esto es como resultado de las fuerzas competitivas que operan en el mercado, ya

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>que como se mostró en el ejemplo anterior, sólo con los ingresos por arbitraje y eventualmente con los de potencia no se paga la inversión.</p> <p>Por el contrario, la CNE está incorporando estos equipos de almacenamiento porque reducen los costos de operación del sistema (dado que usa un modelo de expansión que minimiza costos de inversión y operación), y dichos ahorros en el sistema si pagan la inversión en estas tecnologías, por lo que el beneficio que traen al sistema es mayor que los ingresos que pueden capturar sus desarrolladores y que estos ingresos no son suficientes para pagar la inversión, así es difícil pensar que todos los proyectos de almacenamiento que observa la autoridad se desarrollen efectivamente en un ambiente competitivo al menos en el corto y mediano plazo. Y por tanto la única manera que se desarrollen en la práctica, dado que generan beneficios suficientes para la sociedad, es que se incorporen como activos de transmisión. Distinto sería, si se prueba que los almacenamientos que la autoridad supone ingresan por el mercado competitivo son capaces de pagar la inversión a través de los pagos que eventualmente recibirían del mercado.</p> <p>Consecuentemente, se requiere que la CNE muestre como espera que los proyectos de almacenamiento que está incorporando en sus escenarios se materialicen vía mercado si con los mismos marginales de estos escenarios los proyectos no son capaces de generar los beneficios suficientes para pagar las inversiones.</p>		
14 -3	<p>9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS: PE-01 Proyecto A-CAES "Transición", página 210.</p>	<p><u>Observación 3: Reconocimiento de Capacidad</u></p> <p>Un aspecto importante a la hora de evaluar los sistemas de almacenamiento de larga duración (mayor o igual a 10 horas) es reconocer su contribución a la suficiencia del sistema. Esta situación se vuelve aún más relevante con lo planteado en las observaciones precedentes, en donde se pudo observar que un sistema de almacenamiento difícilmente va a resultar beneficioso reconociendo únicamente sus ingresos por arbitraje de energía (perspectiva de un agente que ingresa a través del mercado).</p> <p>Si bien no es un misterio que estos sistemas son un aporte para la suficiencia del sistema, no se avanza ni se realizan intentos para reconocer esta cualidad en el informe de la CNE.</p> <p>En términos simplificados, con la metodología actual para determinar el monto anual a pagar por concepto de capacidad, a cada una de las unidades del sistema se le determina su potencia de suficiencia, luego se suman todas estas potencias de suficiencia (que son menores a la capacidad instalada, cuya disminución varía de</p>	<p>Propuesta</p> <p>Se solicita que la comisión reconozca los ahorros en capacidad que este tipo de activos produce al sistema, y en caso contrario, justifique adecuadamente en el informe por</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los beneficios por concepto de aportes a la suficiencia del sistema, en el contexto del análisis de una instalación de transmisión, dicho aporte dependerá de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>acuerdo a la tecnologías) y se comparan con la potencia máxima requerida por la demanda, como la suma de las potencias suficiencia es mayor a la demanda, entonces todas ellas se ponderan por un factor menor que uno tal que se remunere únicamente la demanda máxima del sistema (requerida por los clientes), o dicho de otro modo, cada central recibe el reconocimiento de su contribución a satisfacer la demanda máxima del sistema en forma proporcional a su respectiva potencia de suficiencia.</p> <p>De esta manera si la demanda máxima es P, entonces los consumos pagan solo por dicha potencia. Consideremos ahora que un sistema de almacenamiento de larga duración con contribución a la suficiencia CP que entra como activo de transmisión y por tanto es operado en forma independiente por el CEN. Entonces su aporte CP queda fuera del “mercado de potencia” pero eso no implica que dicho aporte no traiga beneficios al sistema. En efecto, si la contribución CP existe y no está en el mercado de potencia, entonces la potencia máxima que debe pagar la demanda ya no es P, sino que (P-CP) ya que CP es gratis en el mercado de potencia, puesto que es pagada íntegramente a través del VATT sin requerir pagos adicionales. Consecuentemente, se tiene un ahorro neto en los pagos de la demanda al sistema, y por tanto la incorporación del almacenamiento como activo de transmisión no solo reduce los costos de operación del sistema, sino que reduce los requerimientos de suficiencia del sistema, lo cual debe ser valorizado ya que es un beneficio real que a la fecha no es incorporado en el análisis de la CNE.</p> <p>Es importante aclarar que acá no se busca que el sistema de almacenamiento reciba pagos por VATT y por capacidad, sino que, por el contrario, sólo se busca que se reconozca que al recibir el VATT correspondiente, el sistema de almacenamiento sólo por dicha remuneración provee directamente beneficios en el sistema tanto por ahorros en costos de operación como en aportes a la suficiencia.</p>	<p>qué esta cualidad del almacenamiento fue excluida del mismo.</p> <p>Adicionalmente, se requiere que se justifique en el informe el hecho de tener sistemas de almacenamiento en los EGPT, a pesar de que no se cuenta con el reconocimiento de potencia (lo que atendería con su factibilidad económica, ver la observación precedente).</p>	<p>la existencia futura de subsistemas de potencia en el sistema, lo que a su vez dependerá de múltiples condiciones. En este sentido, la instalación de transmisión pudiese aportar a la suficiencia del sistema mediante la eliminación de dicha restricción a la suficiencia, la cual debiera ser previamente detectada y corroborar que la instalación aporte a su eliminación o atenuación, lo cual no ocurre en este caso. Por otra parte, es del caso señalar que, al</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>igual que en lo mencionado en el respecto de los eventuales aportes a la reducción de emisiones u otros costos asociados a restricciones operativas del parque generador, dicho aporte (a la suficiencia) tampoco es incluido en la evaluación de las demás obras de expansión, por lo que tampoco procede el hacer una excepción con este tipo de instalaciones en particular. Dado lo anteriormente expuesto, esta Comisión no acoge la observación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta										
14 -4	9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS PE-01 A-CAES "Transición" y PE-02 Proyecto A-CAES "Innovación"	<p><u>Observación 4: Casos Bases de Evaluación</u></p> <p>Los resultados entregados por el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión del año 2020 para el proyecto de la empresa Hydrostor Inc. y AME SpA, denominado PE-01 Proyecto A-CAES "Transición", muestran que fue rechazado, de acuerdo con la información proporcionada en la Tabla 4.</p> <p>Tabla 4: Resultados de evaluación de proyecto PE-01 en Informe Técnico Preliminar 2020.</p> <table border="1" data-bbox="485 578 1486 800"> <thead> <tr> <th data-bbox="485 578 569 602">N°</th> <th data-bbox="569 578 688 602">Proyecto</th> <th data-bbox="688 578 793 602">Promotor</th> <th data-bbox="793 578 1367 602">Motivo de No Recomendación</th> <th data-bbox="1367 578 1486 602">Sistema</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="485 602 569 800">66</td> <td data-bbox="569 602 688 800">PE-01 Proyecto A-CAES "Transición"</td> <td data-bbox="688 602 793 800">Hydrostor Inc. y AME SpA</td> <td data-bbox="793 602 1367 800">El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 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</td> <td data-bbox="1367 602 1486 800">Nacional</td> </tr> </tbody> </table> <p>Al revisar la evaluación económica en el documento respectivo, se entregan dos escenarios para este proyecto, uno en el cual no hay expansión de la transmisión (denominado "Sin Expansión"), y en el otro donde sí ("Con Expansión"). La diferencia entre ambos es que en el caso "Con Expansión" se incorpora el proyecto Kimal 500 - > Lagunas 500 (Tabla 5 con obras asociadas), <u>el que también se evalúa como un candidato en el presente proceso de la planificación de la transmisión.</u></p>	N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema	66	PE-01 Proyecto A-CAES "Transición"	Hydrostor Inc. y AME SpA	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 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	Nacional	<p>Propuesta</p> <p>Se solicita a la CNE realizar la evaluación del portafolio para mostrar cual es la configuración que produce mayores beneficios para el sistema, así como también la justificación de que no se haya realizado la evaluación económica sin expansiones para el caso 02 Proyecto A-CAES "Innovación".</p> <p>Para el análisis de portafolio y para garantizar la optimalidad de la solución escogida, la CNE debería analizar todas las combinaciones posibles de las obras relevantes en el área</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La solicitud de la empresa fue analizada en la Discrepancia N°2 - 2020, en la cual se expusieron los fundamentos por los cuales esta Comisión procede de la manera en que realiza las evaluaciones económicas de las múltiples obras de expansión presentadas. A continuación, se transcribe parte de dicho Dictamen, en el cual se sintetizan los argumentos: "Con relación al caso base, a juicio del Panel, la evaluación</p>
N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema										
66	PE-01 Proyecto A-CAES "Transición"	Hydrostor Inc. y AME SpA	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 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	Nacional										

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																												
		<p data-bbox="493 349 1476 375">Tabla 5: Información de líneas proyecto A-CAES "Transición", caso "Con Expansión".</p> <table border="1" data-bbox="539 375 1432 691"> <thead> <tr> <th data-bbox="539 375 1096 451">Línea</th> <th data-bbox="1096 375 1283 451">Inicio operación</th> <th data-bbox="1283 375 1432 451">Capacidad [MW]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="539 451 1096 480">Kimal 500->Lagunas 500 I</td> <td data-bbox="1096 451 1283 480">MesOct-2027</td> <td data-bbox="1283 451 1432 480">1700</td> </tr> <tr> <td data-bbox="539 480 1096 509">Kimal 500->Lagunas 500 II</td> <td data-bbox="1096 480 1283 509">MesOct-2027</td> <td data-bbox="1283 480 1432 509">1700</td> </tr> <tr> <td data-bbox="539 509 1096 539">Lagunas 500->Lagunas 220</td> <td data-bbox="1096 509 1283 539">MesOct-2027</td> <td data-bbox="1283 509 1432 539">750</td> </tr> <tr> <td data-bbox="539 539 1096 568">Encuentro Aux 220->Kimal 220 III</td> <td data-bbox="1096 539 1283 568">MesAbr-2025</td> <td data-bbox="1283 539 1432 568">1000</td> </tr> <tr> <td data-bbox="539 568 1096 597">Encuentro Aux 220->Kimal 220 IV</td> <td data-bbox="1096 568 1283 597">MesAbr-2025</td> <td data-bbox="1283 568 1432 597">1000</td> </tr> <tr> <td data-bbox="539 597 1096 626">Encuentro 220->Encuentro Aux 220 IV</td> <td data-bbox="1096 597 1283 626">MesAbr-2025</td> <td data-bbox="1283 597 1432 626">2000</td> </tr> <tr> <td data-bbox="539 626 1096 656">Lagunas 220->Hydrostor_Lag 500</td> <td data-bbox="1096 626 1283 656">MesEne-2028</td> <td data-bbox="1283 626 1432 656">500</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="447 724 1526 834">Bajos estos casos de estudio la evaluación económica entrega resultados diferentes, pues al aplicar el criterio de aprobación de la Comisión existe aprobación (el proyecto podría ser incorporado como una obra de transmisión para el plan de expansión) para el caso "Sin Expansión", y rechazo para el caso "Con Expansión" (el proyecto no es conveniente para el sistema).</p> <p data-bbox="472 867 1501 922">Tabla 6: Evaluación Económica A-CAES "Transición" presentado por Hydrostor. Caso con Exp.</p> <table border="1" data-bbox="506 951 1470 1136"> <thead> <tr> <th data-bbox="506 951 871 980">215 TET-Lag Base Con Exp_IT 2</th> <th colspan="5"></th> </tr> <tr> <th data-bbox="506 980 871 1010">Valor Presente en millones de US\$</th> <th data-bbox="871 980 982 1010">Esc 1</th> <th data-bbox="982 980 1094 1010">Esc 2</th> <th data-bbox="1094 980 1205 1010">Esc 3</th> <th data-bbox="1205 980 1316 1010">Esc 4</th> <th data-bbox="1316 980 1470 1010">Esc 5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="506 1010 871 1039">Costo Operacional Sin Proyecto</td> <td data-bbox="871 1010 982 1039">9,524</td> <td data-bbox="982 1010 1094 1039">16,376</td> <td data-bbox="1094 1010 1205 1039">13,335</td> <td data-bbox="1205 1010 1316 1039">13,744</td> <td data-bbox="1316 1010 1470 1039">17,885</td> </tr> <tr> <td data-bbox="506 1039 871 1068">Costo Operacional Con Proyecto</td> <td data-bbox="871 1039 982 1068">9,056</td> <td data-bbox="982 1039 1094 1068">15,870</td> <td data-bbox="1094 1039 1205 1068">12,618</td> <td data-bbox="1205 1039 1316 1068">13,100</td> <td data-bbox="1316 1039 1470 1068">17,416</td> </tr> <tr> <td data-bbox="506 1068 871 1097">Costo Operacional Con Proyecto + AVI</td> <td data-bbox="871 1068 982 1097">9,724</td> <td data-bbox="982 1068 1094 1097">16,538</td> <td data-bbox="1094 1068 1205 1097">13,286</td> <td data-bbox="1205 1068 1316 1097">13,768</td> <td data-bbox="1316 1068 1470 1097">18,084</td> </tr> <tr> <td data-bbox="506 1097 871 1127">Beneficios (Base – Proyecto)</td> <td data-bbox="871 1097 982 1127">-200</td> <td data-bbox="982 1097 1094 1127">-162</td> <td data-bbox="1094 1097 1205 1127">49</td> <td data-bbox="1205 1097 1316 1127">-23</td> <td data-bbox="1316 1097 1470 1127">-199</td> </tr> </tbody> </table>	Línea	Inicio operación	Capacidad [MW]	Kimal 500->Lagunas 500 I	MesOct-2027	1700	Kimal 500->Lagunas 500 II	MesOct-2027	1700	Lagunas 500->Lagunas 220	MesOct-2027	750	Encuentro Aux 220->Kimal 220 III	MesAbr-2025	1000	Encuentro Aux 220->Kimal 220 IV	MesAbr-2025	1000	Encuentro 220->Encuentro Aux 220 IV	MesAbr-2025	2000	Lagunas 220->Hydrostor_Lag 500	MesEne-2028	500	215 TET-Lag Base Con Exp_IT 2						Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Costo Operacional Sin Proyecto	9,524	16,376	13,335	13,744	17,885	Costo Operacional Con Proyecto	9,056	15,870	12,618	13,100	17,416	Costo Operacional Con Proyecto + AVI	9,724	16,538	13,286	13,768	18,084	Beneficios (Base – Proyecto)	-200	-162	49	-23	-199	<p data-bbox="1549 349 1724 602">(enumeración completa) y luego dejar la combinación de obras que genere mayores beneficios para el sistema en su totalidad.</p>	<p data-bbox="1749 349 1900 1388">efectuado por la CNE del proyecto en análisis es consistente con los mandatos establecidos en la LGSE y en la RE 711, por cuanto no es razonable que proyectos, que por sus características y localización tienen impactos correlacionados en la operación del sistema, sean evaluados cada uno de forma independiente (asumiendo que los otros proyectos, que compiten o complementan a la obra en evaluación, no existen). Lo anterior, ya que se podría producir una</p>
Línea	Inicio operación	Capacidad [MW]																																																														
Kimal 500->Lagunas 500 I	MesOct-2027	1700																																																														
Kimal 500->Lagunas 500 II	MesOct-2027	1700																																																														
Lagunas 500->Lagunas 220	MesOct-2027	750																																																														
Encuentro Aux 220->Kimal 220 III	MesAbr-2025	1000																																																														
Encuentro Aux 220->Kimal 220 IV	MesAbr-2025	1000																																																														
Encuentro 220->Encuentro Aux 220 IV	MesAbr-2025	2000																																																														
Lagunas 220->Hydrostor_Lag 500	MesEne-2028	500																																																														
215 TET-Lag Base Con Exp_IT 2																																																																
Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5																																																											
Costo Operacional Sin Proyecto	9,524	16,376	13,335	13,744	17,885																																																											
Costo Operacional Con Proyecto	9,056	15,870	12,618	13,100	17,416																																																											
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	9,724	16,538	13,286	13,768	18,084																																																											
Beneficios (Base – Proyecto)	-200	-162	49	-23	-199																																																											

Tabla 7: Evaluación Económica A-CAES "Transición" presentado por Hydrostor. Caso sin Exp.

214 TET-Lag Base Sin Exp_IT 2

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	10,565	16,531	14,479	14,012	18,643
Costo Operacional Con Proyecto	9,831	16,017	13,576	13,310	17,972
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	10,499	16,685	14,245	13,978	18,640
Beneficios (Base – Proyecto)	66	-154	234	34	3

La Comisión entrega su veredicto sobre el proyecto mencionado utilizando el caso "Con Expansión", sin entregar detalles ni dar una justificación sobre el uso de un caso por sobre el otro.

Además del proyecto en Lagunas, Hydrostor Inc. y AME SpA presentó la propuesta denominada PE-02 Proyecto A-CAES "Innovación", la que fue rechazada de acuerdo con los siguientes motivos:

Tabla 8: Resultados de evaluación de proyecto PE-02 en Informe Técnico Preliminar 2020.

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
66	PE-02 Proyecto A-CAES "Innovación"	Hydrostor Inc. y AME SpA	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 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	Nacional

Sin embargo, este proyecto no considera una alternativa "Sin Expansión" como sucede con el proyecto PE-01 Proyecto A-CAES "Transición", siendo evaluado directamente con las expansiones (a partir de las salidas no se puede determinar si internamente la CNE utilizó o no un escenario sin expansión). Los resultados de la evaluación económica son los siguientes:

Tabla 9: Evaluación Económica A-CAES "Innovación" presentado por Hydrostor. Caso sin Exp.

216 TET-NPA Con Exp_IT 2

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	9,524	16,376	13,335	13,744	
Costo Operacional Con Proyecto	9,291	16,184	12,979	13,416	
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	9,679	16,572	13,367	13,803	
Beneficios (Base – Proyecto)	-155	-196	-31	-59	

sobreestimación de los beneficios asociados a cada uno de los referidos proyectos, lo que atenta contra el principio de eficiencia consagrado en el artículo 87 de la LGSE y en la misma RE 711, conforme al cual la planificación de la transmisión abarcará las obras de expansión "necesarias" en los diversos segmentos, debiendo considerar al efecto los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación. " Pag 161 del Dictamen N° 2-2020

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta															
		<p>En este caso, llama la atención los criterios utilizados para evaluar los proyectos, puesto que para hacer una correcta evaluación se debería evaluar el portafolio de proyectos que están decretados, teniendo en cuenta que “Kimal -> Lagunas” también es parte de uno de los proyectos evaluados y no es una obra que esté decretada actualmente.</p>																	
14-5	6.3.3.1 Proyectos de Transmisión Decretados en Planes de Expansión	<p><u>Observación 5: Cambio en la capacidad de línea HVDC</u></p> <p>Los datos de modelamiento para cada uno de los escenarios utilizados en la evaluación de proyectos del Plan de Expansión Anual de la Transmisión a través de su Informe Preliminar 2020 dan cuenta <u>de una capacidad de transmisión de 3000 [MW] para la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, lo cual representa un aumento de 1100 [MW] respecto del Informe Técnico Final de 2019.</u></p> <p>Si consideramos los datos de entrada desde el Informe Técnico Final de 2017 – que es cuando se aprueba el proyecto HVDC, las capacidades han aumentado paulatinamente en el tiempo, no haciendo mención sobre el aumento de la capacidad en el Informe Técnico Final de 2019 ni en el Informe Técnico Preliminar de 2020, omitiendo así cualquier evaluación económica para el aumento de capacidad que respalde este supuesto de la CNE y que sea capaz de solventar el correspondiente incremento del costo de inversión del proyecto.</p> <p>Esto último es crucial, ya que se debe demostrar que el aumento de capacidad del enlace genera ahorros en el sistema que hacen conveniente tal incremento, de no existir tal demostración, se estaría en contra del espíritu del plan de expansión donde se buscan incorporar aquellas obras que son convenientes para el sistema, esto calculado a partir de un análisis de costo beneficioso, toda vez que estas obras serán pagadas por la demanda y en este sentido deben estar económicamente justificadas.</p> <table border="1" data-bbox="493 1219 1476 1344"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="4">Capacidad [MW]</th> </tr> <tr> <th>Línea</th> <th>ITF 2017</th> <th>ITF 2018</th> <th>ITF 2019</th> <th>ITP 2020</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>HVDC Kimal - Lo Aguirre</td> <td>1500</td> <td>1500</td> <td>1900</td> <td>3000</td> </tr> </tbody> </table>		Capacidad [MW]				Línea	ITF 2017	ITF 2018	ITF 2019	ITP 2020	HVDC Kimal - Lo Aguirre	1500	1500	1900	3000	<p>Propuesta</p> <p>Se solicita que la CNE justifique con detalle el aumento en la capacidad de la línea entre los años 2017 y 2020, con énfasis en el aumento de 1900 [MW] a 3000 [MW] entre el ITF 2019 y el ITP2020.</p> <p>De no existir tal justificación, se debería realizar el análisis del ITP utilizando los valores aprobados previamente por la autoridad, ya que de lo</p>	<p>No se acoge la observación</p> <p>En relación a la capacidad del enlace HVDC Kimal - Lo Aguirre, actualmente en etapa de licitación por parte del Coordinador, esta Comisión estimó que lo más adecuado para el buen desarrollo del plan de expansión de la transmisión, correspondía a utilizar la información más actualizada</p>
	Capacidad [MW]																		
Línea	ITF 2017	ITF 2018	ITF 2019	ITP 2020															
HVDC Kimal - Lo Aguirre	1500	1500	1900	3000															

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p style="text-align: center;">Tabla 10: Capacidad de línea HVDC de acuerdo a datos de OSE.</p> <p>Más aún, en el decreto N°163/2020 se menciona que la Comisión Nacional de Energía, en su oficio CNE Of. Reservado N° 1/2020 y en respuesta a la solicitud del Ministerio de Energía, afirma que el proyecto Kimal – Lo Aguirre resulta recomendable bajo las hipótesis y metodologías contenidas en el Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019, obteniéndose beneficios netos en los cinco escenarios considerados, pero en el Informe Técnico Preliminar de la Expansión Anual de la Transmisión 2020 no hay claridad en la justificación del aumento explosivo de la capacidad de transmisión. La incertidumbre es aún mayor sabiendo que el Decreto 163 Exento, de 2020, revoca parcialmente el Decreto 231 Exento, de 2019, en el cual se faculta al Coordinador Eléctrico Nacional para iniciar la licitación de la línea por 3000 [MW], sin una evaluación económica en el Informe Técnico Preliminar o Informe Técnico Final previo, con la capacidad actualizada que respalde la decisión tomada.</p>	<p>contrario se podría sentar un mal precedente, esto es que al aprobarse una obra de capacidad P, luego sin el conocimiento expreso de los distintos agentes y con herramientas distintas al del proceso de transmisión (por ejemplo, sin etapas de observación y respuestas), tal valor aumente a un valor superior a P.</p> <p>Cualquier aumento debe estar debidamente justificado y contar con las etapas de revisión y consultas propios de un proceso abierto y transparente.</p>	<p>posible, la que correspondía a la capacidad informada por el mismo Coordinador mediante su carta DE 05691-20, en la que se da respuesta a al Oficio CNE N°769 de 2020, y públicamente difundido por éste en diversas instancias.</p> <p>Respecto a las diferencias en los valores utilizados en la modelación de las restricciones de transmisión asociadas al enlace HVDC en los planes de expansión anteriores, es preciso señalar que dichos procesos pasaron por</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>etapas de observaciones y Panel de Expertos, de modo que se considera conocida por la industria. En todo caso, es del caso indicar que los cambios realizados entre procesos de expansión obedecieron, en algunos casos, a motivos asociados al proyecto específico que se evaluó (planes 2017 y 2018), mientras que en otro obedeció a un ajuste en la modelación de la capacidad de transmisión efectiva entre los enlaces de corriente continua y el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				corredor de corriente alterna que va en paralelo.

Colbún

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
15-1	1.- Sección 4.2 Obras Nuevas subsección 4.2.2. Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario	Se observa que no hay una evaluación comparativa con un proyecto alternativo que podría ser la ampliación de la S/E Puente Negro para la instalación de un transformador 220/66 kV y una mayor distancia en la línea de 66 kV hasta la S/E Rosario, Rengo o Pelequén.	Sección 4.2 Obras Nuevas subsección 4.2.2. Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue - Rosario. Incluir evaluación comparativa con ampliación de S/E Puente Negro para instalación de un transformador de 90 MVA 220/66 kV y línea 2x66 kV Puente Negro - Rosario, Puente Negro - Rengo o Puente Negro - Pelequén.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Dentro de la concepción original del proyecto se encuentra la idea de contar con un punto de apoyo desde 220 kV al sistema de 66 kV de la zona a efectos de producir una redistribución de los flujos de potencia en el entorno, flexibilizar la operación de las redes de transmisión de la zona y evitar sobrecargas de los tramos que salen desde Rancagua hacia el sur (principalmente). En este sentido, si bien la alternativa planteada cumple parte de esos objetivos, se estaría alejando el punto de apoyo en 220 kV por alrededor de 40 km, por lo que constituiría un apoyo más débil para el sistema de transmisión, toda vez que la capacidad de transmisión efectiva se podría ver restringida debido a la ineficiencia que implicaría transportar la energía desde un punto más lejano que el punto actual de abastecimiento (20 km aprox).</p> <p>Finalmente, es importante señalar que, además de los motivos técnicos señalados, y debido al emplazamiento de las instalaciones involucradas, el proyecto incluido en el ITP significa un impacto mucho menor en el territorio, en relación a la alternativa propuesta, lo cual también constituye un elemento de decisión considerado por esta Comisión en la elaboración del presente plan de expansión.</p>
15-2	2.- Sección 3.1 Obras de Ampliación subsección 3.1.11 Nuevo Equipo de	No se encuentra una justificación para que la obra sea calificada de Ampliación y no Obra Nueva como se ha hecho con otras compensaciones en el pasado (Maipo - Alto Jahuel). El licitarla como Obra Nueva garantiza	Sección 3.2 Obras Nuevas subsección 3.2.4. Nuevo Equipo de Compensación	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, es importante señalar que la obra observada fue modificada en</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	mayor competencia y menores costos para los consumidores.	Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	<p>cuanto a su ubicación, pasando de instalarse en la S/E Entre Ríos a la S/E Ancoa. Esta modificación obedece a motivos de eficiencia técnica, los cuales fueron expuestos en el ITP. Adicionalmente, se recibieron nuevos antecedentes por parte de la empresa propietaria de la S/E Ancoa, en los cuales se verifica que existiría espacio disponible para el desarrollo de la obra de ampliación de las barras de 500 kV, tal que permitan la conexión del equipo de compensación, así como la instalación de dicho equipamiento, siempre que se realice la ampliación de la subestación para permitirlo. En este sentido, y dado que necesariamente se debe ampliar la instalación existente para recibir al equipo de compensación, tanto para permitir su conexión como para su emplazamiento, es que esta Comisión ha definido esta obra de expansión en particular como una obra de ampliación.</p> <p>A su vez, es del caso señalar que esta Comisión revisa continuamente sus actuaciones frente a situaciones de similar naturaleza, como puede ser el caso de las obras mencionadas en la observación (Equipo compensación reactivo Maipo y Alto Jahuel), analizando las particularidades que presenta cada instalación y la posible existencia de soluciones alternativas.</p> <p>Por último, es importante señalar que, a la fecha, no se cuenta con los resultados de procesos de licitación de obras que se hayan encontrado en una situación similar, de modo tal que permitan concluir ex-ante</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>cuál sería la definición correcta para decidir entre un tipo de obra de expansión desde la perspectiva de la competencia (mayor competencia y menores costos para los consumidores como señala Colbún en su observación). En definitiva, esta Comisión estima que requiere contar con dicha información para generar un criterio homogéneo que permita una definición realmente fundada en evidencia de obtención de mejores condiciones de competencia según el tipo de proceso de licitación que se lleve a cabo, y, como consecuencia, menores costos para el cliente final y un desarrollo eficiente del sistema eléctrico.</p>
15-3	<p>3.- Sección 3.1 Obras de Ampliación subsección 3.1.14 Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT)</p>	<p>No se encuentra una justificación para que la obra sea calificada de Ampliación y no Obra Nueva como se ha hecho con otras compensaciones en el pasado (Maipo - Alto Jahuel). El licitarla como Obra Nueva garantiza mayor competencia y menores costos para los consumidores.</p>	<p>Sección 3.2 Obras Nuevas subsección 3.2.5. Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT)</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>A diferencia de lo señalado en la respuesta a la observación 68, en este caso, el análisis desarrollado por esta Comisión concluyó que la obra en cuestión debía ser tratada como una obra de ampliación principalmente por motivos de eficiencia operativa (un sólo propietario para instalaciones comunes dentro de la subestación) sumado a que la magnitud de la obra hace poco probable la existencia de condiciones favorables para la obtención de menores costos por efecto de la posible competencia por obtener los derechos de explotación y ejecución de la obra.</p>

Transquillota

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
16-1	ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS NO RECOMENDADOS; N°52	<p>En el proyecto presentado por Transquillota Ltda. denominado "PE-01 Acceso a Barra de Transferencia paños J5 y J6 de S/E Quillota". Se indica que del análisis realizado muestra que los paños señalados no poseen actualmente la posibilidad de ser transferidos, por lo que se encuentran en una situación de incumplimiento normativo, situación que, en todo caso, no corresponde, por sí sola, a una justificación para la promoción de una obra de expansión. Sin embargo, en procesos anteriores se ha incluido este tipo de normalizaciones como Obras de Ampliación. Por ejemplo el Decreto Exento N°158/2015 incorporó la Obra de Ampliación "Cambio de Interruptores 52J3 y 52J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV" y el Decreto 373/2016 incorporó la Obras de Ampliación "NORMALIZACIÓN PAÑO J12 EN S/E POLPAICO" (Acceso a barra de transferencia), "NORMALIZACIÓN DE PAÑOS J3 Y J4 EN S/E CHENA 220 KV" (Acceso a Barra de Transferencia) y "NORMALIZACIÓN DE PAÑOS J3 Y J10 EN S/E ALTO JAHUEL 220 KV" (Acceso a Barra de Transferencia) entre otros proyectos de normalización incorporados en los distintos Decretos de Expansión de la Transmisión.</p>	<p>Incorporar como Obra de Ampliación recomendada el proyecto presentado por Transquillota Ltda. "PE-01 Acceso a Barra de Transferencia paños J5 y J6 de S/E Quillota".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los casos indicados en la observación corresponden, por una parte, a situaciones y problemáticas distintas, por lo que no son comparables necesariamente, aun cuando se trate de incumplimientos normativos, estos revisten riesgos distintos para el sistema. Por otra parte, es importante relevar el hecho de que una parte de los ejemplos citados en la observación corresponden a obras que se incorporaron bajo la figura de expansiones del sistema de transmisión troncal, esto es, previo a la entrada en vigencia de la Ley 20.936, en donde se introdujo específicamente una indicación en la definición de las obras de expansión, en donde se señala en forma explícita que "no corresponderán a obras de expansión aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente", de modo que esta Comisión no incorporará la obra propuesta únicamente con la finalidad de cumplir con la normativa vigente, toda vez que, bajo un análisis de seguridad, no se logran capturar beneficios suficientes que justifiquen su incorporación.</p>

ENEL

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
17-1	1.- Respecto de los antecedentes de generación y transmisión declarados en construcción que han sido considerados por la Comisión para el Plan de Expansión 2020, que correspondieron a las obras de generación y transmisión la Resolución Exenta N° 64 de la Comisión, de 28 de febrero de 2020.	Bajo el supuesto de la Comisión de las obras de generación y transmisión y, añadiendo los escenarios energéticos del PELP, no estarían siendo considerados aproximadamente 1.500 MW de nuevos proyectos de generación declarados en construcción, que debiesen formar parte del caso base de la proyección del SEN, previa aplicación de los escenarios energéticos del PELP.	Considerar como caso base de los supuestos de expansión del SEN, aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción de acuerdo con antecedentes más recientes, considerando que la publicación del informe técnico preliminar presenta cerca de un año de desfase con la fecha de los antecedentes utilizados. En específico, los proyectos se solicita considerar los antecedentes incluidos en la Resolución Exenta de la Comisión de febrero de 2021. (sección 6.3.3.2 del ITP).	Ver respuesta a la observación ID 12-5.
17-2	2.-... la distribución de las centrales de generación se estructuró mediante el uso de las siguientes fuentes de información: 4. Antecedentes presentados por empresas, relativos a proyectos en estudio.	Enel Green Power puso a disposición de la Comisión en el mes de noviembre la mayoría de la información requerida para declarar en construcción el Proyecto Campos del Sol II, de 380 MW. Sin embargo, el Proyecto no es considerado entre los supuestos de generación del ITP.	Incluir el proyecto Campos del Sol II de 380 MW en los supuestos de generación del ITP para evaluar correctamente el impacto de las obras de transmisión estudiadas (sección 6.3.4.2 del ITP).	No se acoge la observación. En relación a la incorporación del proyecto señalado, es necesario indicar que este fue declarado en construcción con posterioridad a la emisión de la RE N°372 del 28 de septiembre de 2020, de modo que no forma parte de los EGPT del presente plan de expansión.
17-3	3.- Respecto de proyecto Ampliación de capacidad de Línea Nueva Maitencillo - Polpaico 2x500 kV.	Al comparar la propuesta de la Comisión “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Nogales 500 kV, tendido de primer circuito” con la propuesta “Ampliación de capacidad de Línea Nueva Maitencillo - Polpaico 2x500 kV”, esta última, por tratarse de una Obra de Ampliación y por contar con plazo de ejecución más acotado y con menor incertidumbre (producto de que los derechos territoriales ya se encuentran	Se solicita reevaluar los beneficios económicos de la Propuesta “Ampliación de capacidad de Línea Nueva Maitencillo - Polpaico 2x500 kV”, a consecuencia de las siguientes observaciones:	Se acoge parcialmente la observación. Los resultados actualizados de la evaluación de la obra señalada (“Ampliación de capacidad de Línea Nueva Maitencillo - Polpaico 2x500 kV”), se plasman en el ITF incorporando una parte importante de los puntos relevados por la

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>obtenidos), implicará reducciones en el costo operacional del SEN aproximadamente 3 años antes que la obra anterior. Por otro lado, las estimaciones de costo de la propuesta “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Nogales 500 kV, tendido de primer circuito” se encuentran muy por debajo de obras de similares características que han sido ejecutadas en el pasado. Teniendo en cuenta lo anterior y sumado a la necesidad de actualizar los supuestos de generación según la observación 1, el proyecto “Ampliación de capacidad de Línea Nueva Maitencillo - Polpaico 2x500 kV” debería presentar mayores beneficios que la propuesta alternativa planteada por la Comisión, sobre todo en los primeros años de la evaluación del proyecto, en los que se tiene mayor certidumbre respecto de sus resultados.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. La desactualizada representación de los escenarios de generación según lo indicado en la observación 1. 2. La subestimación por parte de la Comisión respecto del costo de la obra “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Nogales 500 kV, tendido de primer circuito”, según observación N°4 siguiente. 3. La inadecuada consideración de los supuestos de entrada en operación de ambas obras de transmisión propuestas, en atención a (i) los plazos habituales del proceso de planificación, sobre todo respecto de las diferencias en los plazos entre los procesos asociados a obras nuevas y de ampliación, (ii) al plazo de ejecución de 24 meses propuesto tanto por Enel respecto de la obra “Ampliación de capacidad de Línea Nueva Maitencillo - Polpaico 2x500 kV”, que corresponde a un plazo que factible y holgado para la ejecución de esta obra y (iii) la incertidumbre en los 48 meses de plazo de ejecución que la obra “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – 	<p>empresa en su observación. Sin embargo, los resultados muestran que la obra propuesta no cumple con los criterios para ser incorporada en el presente plan de expansión.</p> <p>Al respecto, es importante señalar que, de acuerdo a los análisis desarrollados por esta Comisión, la obra propuesta no permite alcanzar los niveles de transmisión indicados por la promotora en la presentación de la obra, hecho que mermó significativamente los resultados obtenidos en la actualización de resultados con motivo del ITF.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			Nogales 500 kV, tendido de primer circuito”, producto de los factores socio-medioambientales y territoriales a los que se enfrentará la empresa adjudicataria de la obra, plazo que debiese ser replanteado a 60 meses (sección 9.1 del ITP).	
17-4	4. - Nueva línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito	El informe considera que el VI de la nueva línea propuesta de 300 km será de 155 MUSD (516 kUSD/km), sin embargo, de acuerdo con la valorización que se realiza en el Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, publicado en octubre 2020 por la CNE, -el costo por kilómetro de la línea 2x500 kV Lo Aguirre – Polpaico es de aproximadamente 870 kUSD/km. Por otro lado, el costo adicional de tener un segundo circuito, en general, no representa más allá del 10% del VI de la Obra. Este antecedente podría estar evidenciando que los beneficios económicos de la Obra Propuesta podrían estar siendo sobreestimados.	Considerar para el cálculo del VI de la línea propuesta, la experiencia obtenida recientemente con la construcción de la línea Pan de Azúcar – Polpaico y los antecedentes del Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, publicado en octubre 2020 por la CNE. (sección 3.2.2 del ITP)	Se acoge la observación. En atención a las observaciones recibidas respecto del valor de inversión referencial utilizado para la evaluación de la obra en cuestión, esta Comisión actualizó dicho valor con motivo del ITF.
17-5	5. - Nueva línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito	Con respecto a la obra propuesta de construcción de una nueva Línea de transmisión de doble circuito en 500 kV, con tendido del primer circuito entre las Subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Nogales, se observa que de acuerdo con los plazos de construcción propuestos, esto es 48 meses desde la fecha de publicación en el Diario Oficial, se producirán fuertes congestiones de transmisión en el sistema actual de 500 kV entre las Subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, las que de acuerdo a las estimaciones presentadas en el informe de Enel Green Power, “Propuesta de expansión del Sistema de Transmisión Nacional Valorizando el Curtailment	Se solicita reconsiderar la obra de repotenciamiento del circuito de 500 kV Nueva Pan de Azúcar-Polpaico propuesto en el informe técnico “Propuesta de expansión del Sistema de Transmisión Nacional Valorizando el Curtailment de centrales ERNC al año 2024” presentado por Enel Green Power. Este proyecto tiene la ventaja de no	Ver respuesta a las observaciones ID 12-6.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de centrales ERNC al año 2024”, hasta al año de análisis de ese documento se estiman del orden de 7500 GWh. Junto con lo anterior y debido a que la obra contenida en el plan no busca únicamente el aprovechar el potencial de generación de la zona norte del sistema, sino también abastecer la zona de la quinta región ante la salida de las unidades de la Central Ventanas, creemos necesario analizar una solución complementaria cuyo objetivo sea aumentar la capacidad de transmisión desde la zona norte hacia la zona centro del sistema, para así reducir restricciones en el sistema de transmisión y aumentar la generación renovable actualmente en servicio y en construcción en el sistema, para de esta forma disminuir el costo operacional del SEN y evitar desacoples en los costos marginales. Adicionalmente, dada la experiencia en la construcción de la actual línea 2x500 kV Nueva Cardones-Polpaico, la que se presentó un retraso de más de un año en su entrada en servicio, producto de los problemas de servidumbres que afectan estas construcciones, principalmente en el tramo Nueva Pan de Azúcar - Polpaico. Por lo anterior, el plazo efectivo de puesta en servicio de la obra contenida en el plan de expansión podría sufrir retrasos importantes, aumentando el Curtailment de centrales ERNC y a su vez el costo operacional del sistema.</p>	<p>necesitar tramitación de servidumbre ya que no se construye una línea nueva, sino que se aprovecha el potencial de una instalación existente, adicionando equipos de control (reemplazando equipos existentes) y retensando tramos de la línea, por lo que los plazos involucrados son notoriamente menores que la construcción de una nueva línea de transmisión, lo que significa un costo operación del sistema menor entre los años 2024 (fecha propuesta de PES) y llegada del circuito HVDC entre las Subestaciones Kimal y Los Aguirre. Por otro lado, al existir un elemento de control de potencia reactiva como el propuesto en una de las líneas de mayor extensión del sistema de transmisión, trae ventajas en la operación del SEN, mejorando la estabilidad del sistema y aumentando la flexibilidad de operación, además de proveer un control de tensión mediante una instalación de transmisión, lo que reduciría los aportes de potencia reactiva por parte de instalaciones</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			pertenecientes a los servicios complementarios	
17-6	6. PE04 - Ampliación Barras 220 kV - SE Pichirropulli	La propuesta se rechaza y se sugiere materializarla mediante la aplicación del artículo 102°. Sin embargo, la RE 360 que establece plazos, requisitos y condiciones aplicables a las Obras Urgentes, establece que “la exclusión de una obra de transmisión del proceso de planificación se justificará por la ocurrencia de un hecho imprevisto que no se tuvo a la vista en la etapa de presentación de proyectos”. Lo cual no aplica en este caso ya el Proyecto se está desarrollando de forma planificada.	Incorporar la Propuesta de Ampliación al IPT, debido a los beneficios que representa para el sistema en términos del costo de operación del sistema (sección 9.1 del ITP).	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El mecanismo de incorporación de obras de carácter urgente, contenido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley efectivamente requiere del cumplimiento de ciertos requisitos para su aprobación por parte del Coordinador, en primer lugar, y, finalmente, por esta Comisión. En este sentido, la sugerencia planteada guarda relación con el hecho cierto que el proyecto de generación que requiere la incorporación de la obra en cuestión para su conexión, no se encuentra dentro de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión, ya que no cumple los requisitos para formar parte de ellos. En este sentido, dada la existencia de incertidumbre frente a la concreción del proyecto de generación señalado, esta Comisión entiende que lo más eficiente para el desarrollo del sistema eléctrico, en este caso particular, corresponde a monitorear el avance de éste u otros proyectos de generación que requieran conexión en la S/E Pichirropulli, para contar con antecedentes suficientes que permitan acotar el riesgo de que la obra de expansión incorporada en el plan sea finalmente utilizada, así como que ésta constituya una solución oportuna para aquellos proyectos que requieran utilizar dichas posiciones para su conexión al sistema. Al respecto, es importante señalar que el mecanismo de obras urgentes permite atender en forma oportuna los requerimientos de conexión a</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				proyectos que posean un grado de avance a significativo y acorde con los requerimientos exigidos para la aprobación de la obra, además de garantizar que la obra de expansión promovida será finalmente destinada para la conexión del proyecto de generación o consumo que la motivó, reduciendo el riesgo para los desarrolladores de proyectos.
17-7	7. PE-05_Cambio Conductor 3x220 kV Loica - A. Melipilla	La propuesta se rechaza debido a que no ve beneficios económicos, sin embargo, no se toma en cuenta que actualmente la subestación Loica tiene 890 MW en proceso de obtención de autorización de conexión y más de 100 MW rechazados por falta de espacio físico de la subestación. Además, se cuenta con 2 propuestas de transmisión de 2 proponentes diferentes en la zona, que buscan el mismo objetivo. Lo anterior, demuestra el significativo potencial renovable de la zona.	Verificar los supuestos de la distribución de la generación que han sido considerados, con particular atención en la zona comprendida entre las subestaciones Portezuelo y Loica, tomando en cuenta en alguna medida las solicitudes de acceso abierto en curso y rechazadas en dicha zona. (sección 9.1 del ITP).	Se acoge parcialmente la observación. Con motivo del ITF, esta Comisión ha revisado nuevamente tanto la localización como los montos de generación de cada escenario de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT), de modo que los proyectos serán reevaluados bajo estos nuevos supuestos. Sin embargo, es importante señalar que los proyectos que se encuentran en la condición señalada en la observación, son considerados como candidatos para ser asociados a los proyectos genéricos provenientes de la etapa de conformación de los EGPT, pero no son considerados como proyectos base. Finalmente, y luego de realizar nuevamente la evaluación de la obra, esta no cumple con los requisitos para ser incorporada al presente plan de expansión.
17-8	8.- PE-01: Cambio de Conductor de la línea 2x220 kV Loica - Alto Melipilla.	Ídem observación 7.	Ídem observación 7. (sección 9.1 del ITP).	Ver respuesta a observación ID 17-7.
17-9	9.- PE-07 Ampliación Loica	La propuesta se rechaza debido a que la subestación fue adjudicada recientemente, sin embargo, no se toma en cuenta lo observado en la observación 7.	Ídem observación 7. (sección 9.1 del ITP).	Ver respuesta a observación ID 13-5.
17-10	10.- Respecto de lo indicado en el punto "6.4.5.1 Sub Etapa	Se solicita incorporar las pérdidas por limitación en la producción de la generación, como criterio para	"Para los proyectos en que no es factible desconectar la	No se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	de Factibilidad y Valorización de los Proyectos”, en la página 129.	construir el bypass, dado que se debe mantener indemne al generador.	instalación dedicada intervenida porque se interrumpiría el suministro de clientes o se provocarían pérdidas por limitación en la producción de la generación, o no es posible desarrollar una secuencia constructiva, se ha considerado la construcción de un bypass, que consiste en un tramo de línea de aproximadamente 500 metros con las mismas características de la línea intervenida, y en otros casos, se ha considerado realizar trabajos con instalaciones energizadas para la conexión de ampliaciones de barras o desconexiones de tap off. El costo asociado corresponderá a la incorporación de dichos elementos adicionales.”	De la lectura del párrafo señalado en la observación, se desprende que se tiene en consideración la eventual limitación en la producción de un generador como criterio para definir la construcción de un bypass para la ejecución de una obra de expansión. En todo caso, la necesidad de ejecutar dicha obra o no, no corresponde ser definida en el proceso de planificación, debido a que dicha necesidad dependerá de las condiciones particulares en que se desarrolle la obra al momento de su ejecución.

ENEL Transmisión

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
18-1	<p>4.1 Obras de Ampliación Sistema D</p> <p>4.1.1 Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT)</p> <p>4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra.</p>	<p>En el segundo párrafo de la descripción de la obra, se indica que el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 23 kV en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, tres (3) celdas para alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de dos celdas de interconexión a las barras de media tensión existentes.</p> <p>Al respecto indicamos que la configuración propuesta en este proyecto no permite un desarrollo apropiado con el sistema de distribución al que dará suministro, como tampoco mantiene los niveles de respaldo, confiabilidad y seguridad en transformación del resto de las subestaciones de Enel Transmisión.</p> <p>Para mayores antecedentes respecto de lo observado, se pueden encontrar en archivo: "Informe SE Chicureo 2020".</p>	<p>Se solicita modificar el alcance del proyecto 4.1.1 Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT), quedando descrito de la siguiente manera:</p> <p>"El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Chicureo mediante la instalación de un nuevo transformador 220/23 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 23 kV en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de seis (6) celdas para alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionado a la barra principal y a la barra auxiliar, una celda para equipos de medida, una celda para banco de condensadores, una celda de transición para la conexión a la celda de remonte asociada al conjunto de celdas N°2 y una celda acopladora con</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a lo observado por Enel Transmisión, en términos de modificar el punto 4.1.1.1 del ITP, indicamos que este se modificará para considerar aquellos elementos que permitan un crecimiento armónico de la subestación y su crecimiento futuro.</p> <p>Conforme a lo anterior, se modificará la descripción e ingeniería conceptual de la obra de ampliación en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de transmisión Año 2020.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			remonte de barras para interconexión futura".	
18-2	<p>4.1 Obras de Ampliación Sistema D</p> <p>4.1.2 Ampliación en S/E Quilicura (NTR ATMT)</p> <p>4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra.</p>	<p>En el segundo párrafo de la descripción de la obra, se indica que el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 23 kV, en configuración barra simple más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro (4) celdas para alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de dos celdas de interconexión a las barras de media tensión existentes.</p> <p>Al respecto indicamos que la configuración propuesta en este proyecto no permite un desarrollo apropiado con el sistema de distribución al que dará suministro, como tampoco mantiene los niveles de respaldo, confiabilidad y seguridad en transformación del resto de las subestaciones de Enel Transmisión.</p> <p>Para mayores antecedentes respecto de lo observado, se pueden encontrar en archivo: "Informe SE Quilicura 2020".</p>	<p>Se solicita modificar el alcance del proyecto 4.1.2 Ampliación en S/E Quilicura (NTR ATMT), quedando descrito de la siguiente manera:</p> <p>"El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Quilicura mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 23 kV, en configuración barra simple más barra auxiliar, contemplándose la construcción de seis (6) celdas para alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida, una celda para banco de condensadores, la construcción de dos celdas de interconexión a las</p>	<p>No se acoge observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa ENEL, en la que solicita modificar el numeral 4.1.2 de la obra "Ampliación en S/E Quilicura (NTR ATMT)", esta Comisión considera que es posible evacuar la potencia del nuevo transformador de respaldo sin necesidad de la instalación de una nueva sala de celdas, toda vez que el motivo del proyecto es "Abastecimiento de la demanda en condiciones de contingencia".</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión indica que dada la actualización de la proyección de demanda efectuada con motivo del ITF, el proyecto dejó de cumplir los requisitos para ser incorporado en el Plan de Expansión 2020, por lo que no se propondrá la obra.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			barras de media tensión existentes y una celda de interconexión a barra principal futura".	
18-3	<p>4.1 Obras de Ampliación Sistema D</p> <p>4.1.3 Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)</p> <p>4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra.</p>	<p>En el segundo párrafo de la descripción de la obra, se indica que el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 23 kV, en configuración barra simple más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro (4) celdas para alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de dos celdas de interconexión a las barras de media tensión existentes.</p> <p>Al respecto indicamos que la configuración propuesta en este proyecto no permite un desarrollo apropiado con el sistema de distribución al que dará suministro, como tampoco mantiene los niveles de respaldo, confiabilidad y seguridad en transformación del resto de las subestaciones de Enel Transmisión.</p> <p>Para mayores antecedentes respecto de lo observado, se pueden encontrar en archivo: "Informe SE Recoleta 2020".</p>	<p>Se solicita modificar el alcance del proyecto 4.1.3 Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT), quedando descrito de la siguiente manera:</p> <p>"El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Recoleta mediante la instalación de un nuevo transformador 110/12 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 12 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de ocho (8) celdas para alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida, una celda para banco de condensadores, la</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a lo observado por Enel Transmisión, en términos de modificar el punto 4.1.1.1 del ITP, indicamos que este se modificará para considerar aquellos elementos faltantes en la descripción y valorización y los espacios necesarios para el crecimiento futuro de la subestación.</p> <p>Conforme a lo anterior, se modificará la descripción e ingeniería conceptual de la obra de ampliación en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de transmisión Año 2020.</p> <p>Por otro lado, dada la actualización de las proyecciones de penetración de electroterminales entregada por el MTT, esta Comisión actualizó los requerimientos de demandas asociadas a éstos. Una vez incorporado el ajuste señalado, se concluye que no se necesitaría una obra de expansión en SE Recoleta. En consecuencia, esta Comisión retirará de este plan la obra y será reevaluada en el próximo proceso.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			construcción de dos celdas de interconexión a las barras de media tensión existentes y una celda de interconexión a barra auxiliar”.	
18-4	<p>4.1 Obras de Ampliación Sistema D</p> <p>4.1.5 Ampliación en S/E Santa Raquel (RTR ATMT)</p> <p>4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra.</p>	<p>La descripción de la obra indica que el proyecto considera el aumento de capacidad de la subestación Santa Raquel mediante el reemplazo del actual transformador N°4 de 110/12,5 kV y 22,4 MVA, por un nuevo equipo de transformación 110/12,5 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).</p> <p>Al respecto indicamos que al utilizar el transformador N°6 para suministrar la carga asociada al transformador N°4, como propone el ITP en su punto 10.2.7.2, se dejará a la subestación sin respaldo por lo que se deberá considerar una posición provisoria del transformador existente para mantener las condiciones de seguridad durante el tiempo en que se ejecuten las obras de desmontaje de la unidad existente y posterior montaje del nuevo equipo. Esta posición provisoria deberá considerar, a lo menos: un paño AT, un paño MT, obras civiles, protecciones, entre otros. Todos los trabajos involucrados en el traslado y conexión de este transformador, incrementan el valor de inversión y los plazos de ejecución, ya que no están incluidos en el proyecto recomendado por la CNE.</p> <p>Adicionalmente, en el segundo párrafo de la descripción de la obra, se indica que el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 12 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, tres (3) celdas para alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a</p>	<p>Se solicita modificar el alcance del proyecto 4.1.5 Ampliación en S/E Santa Raquel (RTR ATMT), quedando descrito de la siguiente manera:</p> <p>El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Santa Raquel mediante la instalación de un nuevo transformador 110/12 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 12,5 kV, en configuración barra principal y barra auxiliar, contemplándose la construcción de ocho (8) celdas para alimentadores, la celda de entrada del transformador a la barra principal, la celda de entrada del transformador a la barra auxiliar, la construcción de una celda</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por Enel Transmisión en la que solicita modificar el alcance del proyecto 4.1.5 Ampliación en S/E Santa Raquel (RTR ATMT), esta Comisión acoge parcialmente las solicitudes realizadas y modificará la descripción de la obra, la cual considerará la instalación de un nuevo transformador 110/12 kV de 50 MVA y no el reemplazo del transformador N°4, los paños de conexión del nuevo equipo y la incorporación de una celda para BBCC.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la descripción del proyecto junto con su valorización referencial e incorporará los cambios pertinentes en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de tres celdas de interconexión a las barras de media tensión existentes.</p> <p>Al respecto indicamos que la configuración propuesta en este proyecto no permite un desarrollo apropiado con el sistema de distribución al que dará suministro, como tampoco mantiene los niveles de respaldo, confiabilidad y seguridad en transformación del resto de las subestaciones de Enel Transmisión.</p> <p>Para mayores antecedentes respecto de lo observado, se pueden encontrar en archivo: "Informe SE Santa Raquel 2020".</p>	<p>para equipos de medida, la construcción de una celda para banco de condensadores y la construcción de tres celdas de interconexión a las barras de media tensión existentes.</p>	
18-5	9.1 Proyectos No Recomendados 157) PE-01 - Ampliación S/E Lo Boza	<p>El Análisis de Seguridad realizado por Enel está de acuerdo a los descrito en Resolución Exenta N° 711, tomando como base las demandas 2019 y considerando las tasas de crecimiento esperadas para la zona abastecida por S/E Lo Boza. A esta proyección fueron adicionadas las solicitudes nuevos clientes, como así también las transferencias de acta consideradas en sistema de distribución.</p> <p>Para los requerimientos de los nuevos clientes considerados en la evaluación de Enel, se presentan mayores antecedentes que justifican su inclusión por la parte de la CNE, considerando que estos son requerimientos formales.</p> <p>Por otra parte, se observa que existen nuevos requerimientos en la zona de influencia de S/E Lo Boza, las cuales fueron ingresadas posterior al envío de las propuesta para el Plan de Expansión de la Transmisión 2020. Estos nuevos requerimientos no están considerados en la evaluación de seguridad realizada, lo que implicaría una mayor ENS y por ende</p>	Se solicita incorporar el proyecto "Ampliación S/E Lo Boza", al presente Plan de Expansión.	<p>No se acoge observación</p> <p>El análisis de seguridad realizado por esta Comisión fue actualizado considerando los ajustes introducidos a la proyección de demanda efectuados con motivo del ITF, manteniéndose la conclusión obtenida en el ITP respecto a que la obra no cumple los requisitos para su incorporación.</p> <p>Por otra parte, en relación al ejercicio desarrollado por la empresa, en el que replica el análisis desarrollado por esta Comisión, pero adicionando en particular las demandas asociadas a solicitudes de nuevos clientes, al respecto, conviene señalar que el análisis de seguridad definido en la RE 711 no contempla la incorporación de dichas demandas por sobre la proyección de demanda utilizada en el proceso.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>favorecería aun mas la evaluación de seguridad del proyecto.</p> <p>Adicionalmente, desde el punto de vista de requerimientos por electro-terminales en la evaluación realizada solo se consideró un primer proceso de licitación de buses (2021), sin embargo posterior al envío de la las propuesta se informó a Enel la existencia de un segundo y tercer proceso de licitación de buses (2022-2023). Aumentando los requerimientos por este tipo de clientes en S/E Lo Boza, lo cual viene a justificar aun mas la necesidad del proyecto.</p> <p>Para mayores antecedentes respecto de lo observado, se pueden encontrar en archivo: "Informe SE Lo Boza 2020".</p>		
18-6	9.1 Proyectos No Recomendados 158) PE-03 - Ampliación S/E San Pablo	<p>El análisis de Seguridad realizado por Enel, tomó como base las demandas 2019 y consideró las tasas de crecimiento esperadas para la zona abastecida por S/E San Pablo. A esta proyección fueron adicionadas las solicitudes nuevos clientes como así también las transferencias de carga consideradas en sistema de distribución.</p> <p>Para los requerimientos de los nuevos clientes, considerados en la evaluación de Enel, se presentan mayores antecedentes que justifican su inclusión por la parte de la CNE, considerando estos requerimientos formales.</p> <p>Adicionalmente, se incorporan antecedentes respecto de los proyectos de distribución tanto por cumplimiento de indicadores de calidad como por sobrecargas, los cuales justifican transferencias de carga desde otras subestaciones y que implican una mayor toma de carga de S/E San Pablo.</p>	Se solicita incorporar el proyecto "Ampliación S/E San Pablo", al presente Plan de Expansión.	<p>No se acoge observación</p> <p>El análisis de seguridad realizado por esta Comisión fue actualizado considerando los ajustes introducidos a la proyección de demanda efectuados con motivo del ITF, manteniéndose la conclusión obtenida en el ITP respecto a que la obra no cumple los requisitos para su incorporación.</p> <p>Por otra parte, en relación al ejercicio desarrollado por la empresa, en el que replica el análisis desarrollado por esta Comisión, pero adicionando en particular las demandas asociadas a solicitudes de nuevos clientes, al respecto, conviene señalar que el análisis de seguridad definido en la RE 711 no contempla la incorporación de dichas demandas por sobre la proyección de demanda utilizada en el proceso.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por otra parte, se observa que existen nuevos requerimientos en la zona de influencia de S/E San Pablo, las cuales fueron ingresadas posterior al envío de las propuesta para el Plan de Expansión de la Transmisión. Estos nuevos requerimientos no están considerados en la evaluación de seguridad realizada, lo que implicaría una mayor ENS y por ende favorecería aun mas la evaluación de seguridad del proyecto.</p> <p>Adicionalmente, desde el punto de vista de requerimientos por electro-terminales en la evaluación realizada solo se consideró un primer proceso de licitación de buses (2021), sin embargo posterior al envío de las propuesta se informó a Enel la existencia de un segundo y tercer proceso de licitación de buses (2022-2023). Aumentando los requerimientos por este tipo de clientes en S/E San Pablo.</p> <p>Para mayores antecedentes respecto de lo observado, se pueden encontrar en archivo: "Informe SE San Pablo 2020".</p>		<p>Con respecto a los antecedentes asociados a requerimientos de nuevos clientes y electroterminales, éstos fueron analizados por esta Comisión, concluyendo que el plan de expansión no logra dar respuesta a los requerimientos presentados, dado que éstos se concretarían en forma previa a la entrada en operación de la obra, en el caso de ser incorporada en el presente plan de expansión, por lo que se recomienda que sea tramitada a través del mecanismo de obras urgentes contenido en el artículo 102° de la Ley.</p>
18-7	9.1 Proyectos No Recomendados 159) PE-05 - Ampliación S/E Santa Rosa Sur	<p>El análisis de Seguridad realizado por Enel, tomó como base las demandas 2019 y considera las tasas de crecimiento esperadas para la zona abastecida por S/E Santa Rosa Sur. A esta proyección fueron adicionadas las solicitudes nuevos clientes.</p> <p>Para los requerimientos de los nuevos clientes de tipo Electro-terminales, considerados en la evaluación de Enel, se presentan mayores antecedentes que justifican su inclusión por la parte de la CNE, considerando estos requerimientos formales.</p> <p>Para estas nuevas solicitudes solo se consideró un primer proceso de licitación de buses (2021), sin embargo posterior al envío de las propuesta se</p>	Se solicita incorporar el proyecto "Ampliación S/E Santa Rosa Sur", al presente Plan de Expansión.	<p>No se acoge observación</p> <p>El análisis de seguridad realizado por esta Comisión fue actualizado considerando los ajustes introducidos a la proyección de demanda efectuados con motivo del ITF, manteniéndose la conclusión obtenida en el ITP respecto a que la obra no cumple los requisitos para su incorporación.</p> <p>Por otra parte, en relación al ejercicio desarrollado por la empresa, en el que replica el análisis desarrollado por esta Comisión, pero adicionando en particular las demandas asociadas a solicitudes de nuevos clientes, al respecto, conviene</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>informó a Enel la existencia de un segundo y tercer proceso de licitación de buses (2022-2023), aumentando los requerimientos por este tipo de clientes en S/E Santa Rosa Sur.</p> <p>Para mayores antecedentes respecto de lo observado, se pueden encontrar en archivo: "Informe SE Santa Rosa Sur 2020".</p>		<p>señalar que el análisis de seguridad definido en la RE 711 no contempla la incorporación de dichas demandas por sobre la proyección de demanda utilizada en el proceso.</p>
18-8	<p>9.1 Proyectos No Recomendados 160) PE-07 - Ampliación S/E Lo Prado</p>	<p>La subestación Lo Prado, realiza transformación de tensión desde 110 a 44 kV. A partir de este punto nace la línea 44 kV Lo Prado - Curacaví que atiende los consumos de la SE Curacaví, y otros consumos específicos como Centro Nuclear y Plaza Peaje. Dicha subestación posee solo una unidad 110/44 kV de 28 MVA, no existiendo otra unidad con esos niveles de tensión, ni existe respaldo desde otros puntos del sistema de transmisión. Por lo tanto, ante una falla en la unidad existente se provoca la pérdida de suministro de todos los clientes conectados a la SE Curacaví, Centro Nuclear y Plaza Peaje.</p> <p>El análisis de Seguridad realizado por Enel tomó como base las demandas 2019 y considera las tasas de crecimiento esperadas para la Líneas San Pablo - Lo Aguirre/Lo Prado. A esta proyección fueron adicionadas las solicitudes de nuevos clientes que serian abastecida desde estas ultimas subestaciones.</p> <p>Según análisis de seguridad de Enel, surge la necesidad de contar con una segunda unidad de transformación 110/44 kV, para así dar cumplimiento con lo establecido en NTSyCS. Lo anterior debido a que no existe una reserva para dicha unidad de transformación, ni la actual S/E Móvil (110/12 kV, 25 MVA) y ni la futura (110/23-12 kV, 50 MVA) permitirían respaldar ante alguna falla de la unidad 110/44 kV. Es por esto que al no existir un respaldo,</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "Ampliación S/E Lo Prado", al presente Plan de Expansión.</p>	<p>No se acoge observación</p> <p>El análisis de seguridad realizado por esta Comisión fue actualizado considerando los ajustes introducidos a la proyección de demanda efectuados con motivo del ITF, manteniéndose la conclusión obtenida en el ITP respecto a que la obra no cumple los requisitos para su incorporación. Por otra parte, en relación al ejercicio desarrollado por la empresa, en el que replica el análisis desarrollado por esta Comisión, pero adicionando en particular las demandas asociadas a solicitudes de nuevos clientes, al respecto, conviene señalar que el análisis de seguridad definido en la RE 711 no contempla la incorporación de dichas demandas por sobre la proyección de demanda utilizada en el proceso.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>para la evaluación de ENS se consideraron un tiempo de indisponibilidad de 45 horas y 96 horas.</p> <p>Se envía nuevo análisis de seguridad considerando un Valor de Inversión menor, considerando que se instala un transformador de menor capacidad a la propuesta inicial. Esta nueva evaluación implica un VAN favorable de MMUSD 0.48 y MMUSD 2.64, para un tiempo de indisponibilidad de 45 y 96 horas, respectivamente.</p> <p>Para mayores antecedentes respecto de lo observado, se pueden encontrar en archivos: "Informe Ampliación Lo Prado 2020".</p> <p>Por lo tanto, se solicitará a la Comisión incluir esta obra en el Plan de Expansión de tal forma de resguardar el suministro a los clientes.</p>		
18-9	<p>9.1 Proyectos No Recomendados 162) PE-10 - Segunda Vinculación Lo Aguirre-Lo Prado</p>	<p>La línea San Pablo-Lo Aguirre 110kV da suministro a las subestaciones Lo Aguirre, Lo Prado y Curacaví, con un total aproximado de 4000 clientes regulados de Enel Distribución, se entrega suministro a la distribuidora CGE y se conectan otros clientes específicos tales como: Centro Nuclear, Plaza Peaje, Túnel Lo Prado y clientes industriales.</p> <p>Al ser una línea de simple circuito y topología radial, en caso de una falla todos los clientes mencionados anteriormente quedarían sin suministro eléctrico por un período de a lo menos 5 horas.</p> <p>Se realiza análisis de seguridad de acuerdo a lo indicado en la Resolución Exenta N° 711, tomando como demanda base las demandas leídas 2019 y considerando las tasas de crecimiento del sector, para obtener la proyección de demanda. A esta proyección fueron adicionadas las solicitudes de clientes previstas para el periodo 2020-2040.</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "Segunda Vinculación Lo Aguirre - Lo Prado", al presente Plan de Expansión.</p>	<p>No se acoge observación</p> <p>El análisis de seguridad realizado por esta Comisión fue actualizado considerando los ajustes introducidos a la proyección de demanda efectuados con motivo del ITF, manteniéndose la conclusión obtenida en el ITP respecto a que la obra no cumple los requisitos para su incorporación.</p> <p>Por otra parte, en relación al ejercicio desarrollado por la empresa, en el que replica el análisis desarrollado por esta Comisión, pero adicionando en particular las demandas asociadas a solicitudes de nuevos clientes, al respecto, conviene señalar que el análisis de seguridad definido en la RE 711 no contempla la incorporación de dichas demandas por sobre la proyección de demanda utilizada en el proceso.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Para los requerimientos de los nuevos clientes, considerados en la evaluación de Enel, se presentan mayores antecedentes que justifican su inclusión por parte de la CNE.</p> <p>Se puede observar del análisis de seguridad que existe un beneficio, por lo tanto el proyecto cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Para mayores antecedentes respecto de lo observado, se pueden encontrar en archivo: "Informe Segunda Vinculación Lo Prado - Lo Aguirre 2020".</p> <p>Por lo tanto, se solicitará a la Comisión incluir esta obra en el Plan de Expansión de tal forma de resguardar el suministro a los clientes.</p>		
18-10	9.1 Proyectos No Recomendados 163) PE-11 - Refuerzo Línea Chena - Tap Santa Marta	<p>Según análisis de contingencias N-1, existe sobrecarga del tramo de línea 110 kV Chena-Tap Santa Marta desde el año 2020.</p> <p>Debido al historial de fallas/operación de los circuitos (4 fallas comprendidas entre los años 2018-2020), de las cuales solo 2 fueron consideradas en la evaluación de seguridad debido a la alta afectación de clientes y al empeoramiento de los indicadores de calidad de suministros.</p> <p>La CNE indica que no se existe historial de fallas durante el periodo de estudio (5 años), pero según registros de Enel si se tienen eventos para dicho período, por tanto la valorización de la ENS por costo de falla es distinto de 0.</p> <p>Considerando las dos fallas mencionadas, se calcula nuevamente el tiempo de falla con el cual se valorizo la ENS, se realiza nuevo análisis de seguridad de acuerdo a lo indicado en la Resolución Exenta N° 711,</p>	Se solicita incorporar el proyecto "Refuerzo Línea Chena - Tap Santa Marta", al presente Plan de Expansión.	<p>No se acoge observación</p> <p>El análisis de seguridad realizado por esta Comisión fue actualizado considerando los ajustes introducidos a la proyección de demanda efectuados con motivo del ITF, manteniéndose la conclusión obtenida en el ITP respecto a que la obra no cumple los requisitos para su incorporación.</p> <p>Por otra parte, en relación al ejercicio desarrollado por la empresa, en el que replica el análisis desarrollado por esta Comisión, pero adicionando en particular las demandas asociadas a solicitudes de nuevos clientes, al respecto, conviene señalar que el análisis de seguridad definido en la RE 711 no contempla la incorporación de dichas demandas por sobre la proyección de demanda utilizada en el proceso.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>tomando como demanda base las demandas leídas 2019 y considerando las tasas de crecimiento estimadas según crecimiento de demanda anillo de subtransmisión, para obtener la proyección de demanda hasta el año 2040.</p> <p>Se puede observar de este nuevo análisis de seguridad que existe beneficio, por lo tanto el proyecto cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Para mayores antecedentes respecto de lo observado, se pueden encontrar en archivos: "Refuerzo Línea Chena-Tap Santa Marta 2020" "Evaluación Seguridad Refuerzo Línea Chena-Tap Santa Marta Con Eléctroterminal"</p>		

SAESA

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
19-1	4. Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal, 4.1 Obras de Ampliación, Tabla 6, N°21 Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	<p>Según lo informado por Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. a través de la carta N° 1487914 con fecha 29 de diciembre de 2020, y la respuesta del Coordinador en su carta DE 00106-21 con fecha 8 de enero de 2021, Sistema de Transmisión del Sur S.A. a contar del 1 de enero de 2021 ejecutará, administrará y explotará los proyectos y activos de transmisión de los que fue titular en su momento Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.</p> <p>Dado lo anterior, el propietario de la obra "Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)" debe ser Sistema de Transmisión del Sur S.A.</p> <p>Finalmente, respecto las cartas anteriormente mencionadas, estas se dejan a disposición de la Comisión en el link de la carta conductora con las observaciones.</p>	Se solicita cambiar la propiedad del proyecto "Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)" a nombre de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y asignarla a Sistema de Transmisión del Sur S.A.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar el numeral 4.1 de "Obras De Ampliación", en particular la Tabla 6, esta Comisión acoge la observación.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la tabla indicada en la sección de obras de ampliación zonal del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año.</p>
19-2	4. Plan de Expansión del Sistema de Transmisión zonal, 4.1 Obras de Ampliación, 4.1.21 Ampliación en S/E Santa Bárbara.	En el alcance del proyecto descrito en punto 4.1.21.1 indica el reemplazo del transformador por uno de mayor potencia y de todos los elementos series que se vean sobrepasada su capacidad por este aumento. Se explicita la instalación de una nueva celda para el paño de transformación de 13.2 kV. Sin embargo, se omite la construcción de un nuevo paño de transformación de 66 kV, entendiéndose que éste no se ve sobrepasado en capacidad. Si bien se comparte lo anterior en cuanto a la capacidad del paño de 66 kV existente, se estima que es necesario incluir un nuevo paño de transformación de 66 kV debido a las condiciones físicas de la instalación del nuevo transformador. Como se indicó en la propuesta de Frontel, no es posible reemplazar el transformador en la misma posición actual, por lo que el nuevo equipo debe instalarse en otra posición, en ese caso, al costado Norte del equipo existente y frente a posición disponible de la futura barra de 66 kV. De acuerdo con análisis de Frontel, la conexión (aérea o subterránea)	Agregar texto destacado en rojo en párrafo segundo para que quede como sigue: "Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo paño de transformación de 66 kV y la ampliación de la sala.....". Para mayor claridad se solicita considerar lo descrito en punto 4.2 de documento Memoria Descriptiva y lo ilustrado en Plano de Disposición de Equipos, incluidos en propuesta original presentada Frontel, que se remiten adjuntos.	<p>No se acoge observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar el numeral 4.1.21.1 de la obra "Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)", esta Comisión indica que no se excluye de la obra la posibilidad de la construcción de un nuevo paño en 66 kV, si esto es necesario por la capacidad de los equipos existentes y económicamente eficiente, lo que se sustrae de la descripción de la obra en donde dice "el proyecto considera el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito".</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		del nuevo transformador al paño de 66 kV existente no podría ejecutarse sin infringir la condición normativa de considerar una secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes finales. Además, quedaría una conexión cruzada entre posiciones de paño y transformador, lo que dificultaría la instalación y conexión de un nuevo transformador a futuro. Se adjunta archivo "Esquema conexión trafos-paños 66 kV.pdf" con ilustración de esta situación.		
19-3	10. Ingeniería Conceptual de los proyectos. 10.2 Obras del Sistema de Transmisión zonal. 10.2.28 Ampliación en S/E Santa Bárbara.	En texto de punto 10.2.28.2 "Instalaciones a realizar", no se incluye la instalación de un nuevo paño de transformación de 66 kV.	Incluir un nuevo párrafo a continuación del párrafo segundo con el siguiente texto: "Construcción de un paño de transformación 66 kV para el nuevo transformador en posición disponible en barra de 66 kV a construir según proyecto de Decreto N° 198." Consecuentemente se solicita revisar Tabla 198 "Listado de equipos principales" de punto 10.2.28.4.	No se acoge observación. En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar el numeral 10.2.28 de la obra "Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)", está Comisión considera que no es necesaria tal modificación planteada puesto que la ingeniería conceptual se considera referencial y se considera deseable la mayor reutilización de los equipos e instalaciones existentes de manera tal de lograr la mayor eficiencia económica del proyecto.
19-4	10. Ingeniería Conceptual de los proyectos. 10.2 Obras del Sistema de Transmisión zonal. 10.2.28 Ampliación en S/E Santa Bárbara.	En párrafo tercero actual de punto 10.2.28.2 se incluye la instalación de celdas para a lo menos cuatro alimentadores. Esta cantidad difiere de lo indicado en Tabla 98 "Listado de equipos principales", en que se indican 2 celdas, cantidad que coincide con la propuesta presentada por Frontel.	Modificar texto de párrafo tercero actual, cambiando de cuatro a dos la cantidad de celdas de alimentadores	Se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar el numeral 10.2.28.2 de la obra "Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)", esta Comisión indica que la cantidad de celdas a considerar para la realización del proyecto son efectivamente dos.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la descripción de la ingeniería conceptual de la obra.
19-5	10. Ingeniería Conceptual de los proyectos. 10.2 Obras del Sistema de Transmisión zonal. 10.2.28 Ampliación en S/E Santa Bárbara.	En párrafo primero de punto 10.2.28.3 "Factibilidad técnica" se indica que el proyecto es factible técnicamente en los términos concebidos en el Informe Preliminar. A juicio de Frontel no se cumplen las premisas de que las obras puedan construirse sin afectar el suministro y operación de las instalaciones, ya que para conectar el nuevo transformador al paño de 66 kV existente sería necesario desconectar el transformador en servicio por un período de tiempo superior a lo permitido por la regulación actual. Adicionalmente cabe señalar que la capacidad de respaldo por distribución desde otras subestaciones es limitada y no alcanzaría a abastecerse toda la demanda conectada al transformador en la fecha en que se ejecuten las obras.	Modificar el proyecto concebido en el ITP acogiendo propuesta de Frontel emitida en observación acerca del alcance, esto es, incluir la construcción de un paño de transformación 66 kV para el nuevo transformador en posición disponible de barra de 66 kV a construir según proyecto de Decreto N° 198."	No se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar el numeral 10.2.28.3 de la obra "AMPLIACIÓN EN S/E SANTA BÁRBARA (RTR ATMT)", esta Comisión considera que la ingeniería conceptual se considera referencial y se requiere a la aplicación de las mejores prácticas y secuencia constructiva posible, tal que permita realizar la obra sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.
19-6	10. Ingeniería Conceptual de los proyectos. 10.2 Obras del Sistema de Transmisión zonal. 10.2.28 Ampliación en S/E Santa Bárbara	En Tabla 98 "Listado de equipos principales" de punto 10.2.28.4, no se incluyó la celda para el nuevo transformador.	Incluir en Tabla 98 la celda para el nuevo transformador.	No se acoge observación. En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar el numeral 10.2.28 de la obra "Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)", esta Comisión considera que dado que en la descripción del proyecto se indica "el proyecto considera el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito", se debe reutilizar la celda del transformador existente, en la medida que este equipo pueda funcionar con el nuevo transformador.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
19-7	4. Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal, 4.1 Obras de Ampliación, 4.1.1 Ampliación en S/E Pichirropulli.	En párrafos primero y segundo de punto 4.1.1.1 se señala el alcance del proyecto, indicando el reemplazo del transformador de 66/13.2 kV por uno de 66/23 kV y la construcción de una nueva barra de 23 kV, pero no se explicita el retiro de la barra de 13.2 kV asociada al transformador a reemplazar. El retiro previo es condición necesaria para la construcción de la nueva sección de barra de 23 kV.	Modificar texto de párrafo segundo, incluyendo texto destacado en rojo para que quede como "Adicionalmente, el proyecto considera el desarme y retiro de la barra de 13.2 kV existente, con todos los elementos que a ella se conectan, y la construcción de una nueva sección de..."	Se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar el numeral 4.1.1.1 del Sistema F, es decir la obra "Ampliación en S/E Pichirropulli (NTR ATMT)", esta Comisión acoge la observación. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.
19-8	4. Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal, 4.1 Obras de Ampliación, 4.1.1 Ampliación en S/E Pichirropulli.	En párrafo segundo de punto 4.1.1.1 se indican los paños que deben ser considerados en la barra proyectada, respecto de lo cual estamos de acuerdo. Sin embargo, como se indicó en la propuesta de STS, el transformador de SSAA de la subestación está conectado en la barra de 13.2 kV a retirar, por lo que, previo a su desmantelamiento, será necesario instalar un nuevo transformador de SSAA que se conecte a la barra de 23 kV en posición que hay disponible. Esta obra, incluiría, además del transformador, los elementos para su montaje y conexión a la barra de 23 kV y los componentes necesarios en baja tensión. Considerando la experiencia recogida en relación a solicitudes de conexión por Acceso Abierto a subestaciones, resulta importante que en el decreto se indique el uso de la posición disponible para este fin.	Agregar texto al final de párrafo segundo para que quede como "...el seccionador de barra. Además, el proyecto contempla la instalación de un nuevo transformador de SSAA y los elementos necesarios para su conexión a la barra de 23 kV existente, en posición disponible."	Se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar el numeral 4.1.1.1 del Sistema F, es decir la obra "Ampliación en S/E Pichirropulli (NTR ATMT)", esta Comisión acoge la observación. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.
19-9	10. Ingeniería Conceptual de los proyectos. 10.2 Obras del Sistema de Transmisión zonal. 10.2.30 Ampliación en S/E Pichirropulli.	En texto de punto 10.2.30.2 "Instalaciones a realizar", no se incluye el retiro de la barra de 13.2 kV.	Incluir un nuevo párrafo a continuación del párrafo segundo con el siguiente texto: "Desarme y retiro de la barra de 13.2 kV existente	Se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar el numeral 10.2.30.2 del Sistema Zonal, es decir la ingeniería conceptual

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			y de todos los elementos que se conectan a ella”.	asociada a la obra “Ampliación en S/E Pichirropulli (NTR ATMT)”, esta Comisión acoge la observación. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.
19-10	10. Ingeniería Conceptual de los proyectos. 10.2 Obras del Sistema de Transmisión zonal. 10.2.30 Ampliación en S/E Pichirropulli.	En texto de punto 10.2.30.2 “Instalaciones a realizar”, no se incluye la instalación del nuevo transformador de SSAA de 23 kV.	Incluir un nuevo párrafo a continuación del párrafo tercero actual con el siguiente texto: “Instalación de un nuevo transformador de SSAA con sus elementos de conexión a la barra de 23 kV existente en posición disponible.”	Se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar el numeral 10.2.30.2 del Sistema Zonal, es decir la ingeniería conceptual asociada a la obra “Ampliación en S/E Pichirropulli (NTR ATMT)”, esta Comisión acoge la observación. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.
19-11	10. Ingeniería Conceptual de los proyectos. 10.2 Obras del Sistema de Transmisión zonal. 10.2.30 Ampliación en S/E Pichirropulli.	En párrafo tercero actual de punto 10.2.30.2, se indica la configuración de la barra, pero sin indicar la tecnología, esto es, si es de patio abierto o en celdas. Sin embargo, de acuerdo al tipo de equipos citados en Tabla 100 de punto 10.2.30.4, se puede inferir que la barra concebida es de patio abierto. Si bien, el tipo de barra coincide con lo propuesto por STS, al revisar el documento Apéndice VII “Propuesta de diseño conceptual de SSEE Zonales”, anexo a la Propuesta de Expansión para el Plan 2021, emitida por el Coordinador, podría ser más adecuado que la barra de patio abierto tuviese configuración de Barra	Modificar texto de párrafo tercero actual, incluyendo texto destacado en rojo para que quede como sigue: “Construcción de nueva sección de barra en 23 kV tipo celdas y configuración barra simple, considerando un (1) paño de conexión para el transformador a la barra principal antes indicado, un (1) paño para seccionador de barra y dos	Se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar el numeral 10.2.30.2 del Sistema Zonal, es decir la ingeniería conceptual asociada a la obra “Ampliación en S/E Pichirropulli (NTR ATMT)”, esta Comisión acoge parcialmente la observación en términos de desarrollar el nuevo patio de MT mediante una sala de celdas e incorporar los equipos de medidas.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Principal más Transferencia. Sin embargo, el espacio en el que se emplazará la nueva barra no permite implementar esta configuración en condición normalizada y segura, además de cerrar toda posibilidad de habilitar un nuevo paño futuro. Con este antecedente, se propone considerar que la barra mantenga la configuración de Barra Simple, pero que su implementación sea con celdas. Ello redundaría en que se podrían implementar más paños. Se estima esta modificación no impactaría significativamente en el monto de inversión.	(2) paños para alimentadores. Además, el conjunto incluye una celda para equipos de medida y una (1) celda de respaldo.” Consecuentemente, actualizar tipo y cantidad de equipos de 23 kV en Tabla 100 de punto 10.2.30.4.	Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada de acuerdo a lo indicado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.
19-12	9. ANEXO 1, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 53, N°143 PE03 - SE Cabrero Aumento de potencia nuevo T3 66/23 kV 30 MVA y aumento capacidad Barra 23 kV existente	Según lo informado por Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. a través de la carta N° 1487914 con fecha 29 de diciembre de 2020, y la respuesta del Coordinador en su carta DE 00106-21 con fecha 8 de enero de 2021, Sistema de Transmisión del Sur S.A. a contar del 1 de enero de 2021 ejecutará, administrará y explotará los proyectos y activos de transmisión de los que fue titular en su momento Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. Dado lo anterior, el propietario de la obra “PE03 - SE Cabrero Aumento de potencia nuevo T3 66/23 kV 30 MVA y aumento capacidad Barra 23 kV existente” debe ser Sistema de Transmisión del Sur S.A. Finalmente, respecto las cartas anteriormente mencionadas, estas se dejan a disposición de la Comisión en el link de la carta conductora con las observaciones.	Se solicita cambiar la propiedad del proyecto “PE03 - SE Cabrero Aumento de potencia nuevo T3 66/23 kV 30 MVA y aumento capacidad Barra 23 kV existente” a nombre de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y asignarla a Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Se acoge parcialmente la observación. En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar la propiedad, esta Comisión acoge la observación de modificarla en caso de que se proponga esta obra en otro proceso de Planificación. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión no incorporará esta obra en el presente Plan de Expansión por los motivos detallados en el Anexo de proyectos no recomendados.
19-13	9. ANEXO 1, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 53, N°143 PE03 - SE Cabrero Aumento de potencia nuevo T3 66/23 kV 30 MVA y aumento	Respecto el proyecto “PE03 - SE Cabrero Aumento de potencia nuevo T3 66/23 kV 30 MVA y aumento capacidad Barra 23 kV existente”, la Comisión fundamenta su no recomendación del proyecto para formar parte del Plan de Expansión, en que el proyecto no cumple los criterios asociados a los análisis por suficiencia y seguridad.	En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se solicita a la Comisión incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2020, el	No se acoge la observación. En relación a lo señalado en la observación, esta Comisión ha concluido que las principales diferencias en cuanto a la demanda máxima considerada para el desarrollo de las proyecciones de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	capacidad Barra 23 kV existente	<p>En cuanto los argumentos y fundamentos para este proyecto, Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) difiere de lo planteado por la Comisión, dado que, de acuerdo con los registros históricos a la fecha del año 2021 y la reconstrucción de demanda asociada al transformador Cabrero T2 66/23 kV 16 MVA, este presentó una demanda máxima de 16,58 MVA el lunes 25 de enero a las 21:45 horas, mayor a lo proyectado en el archivo "Análisis Radial Trafos ATMT para ITP2020", 7,36 MVA. Por su parte el transformador Cabrero T1 66/13,2 kV 16 MVA, presentó una demanda máxima de 11,3 MVA el viernes 22 de enero a las 15:45 horas, mayor a lo proyectado en el archivo "Análisis Radial Trafos ATMT para ITP2020", 9,17 MVA.</p> <p>Adicionalmente, cabe destacar que existen solicitudes de Factibilidades importantes en las redes de distribución de la SE Cabrero, sobrepasando el criterio de holgura el año 2023 y el 95% de la potencia nominal el año 2025 del transformador Cabrero T2 66/23 kV 16 MVA.</p> <p>Respecto a las problemáticas que se mencionan en los párrafos precedentes, STS adjunta el archivo "Análisis Complementario SE Cabrero_Suficiencia.pdf" donde se detalla en profundidad dichas problemáticas y se justifica la necesidad del proyecto "PE03 - SE Cabrero Aumento de potencia nuevo T3 66/23 kV 30 MVA y aumento capacidad Barra 23 kV existente", por suficiencia</p>	proyecto por suficiencia "SE Cabrero Aumento de potencia nuevo T3 66/23 kV 30 MVA y aumento capacidad Barra 23 kV existente", necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a SE Cabrero.	<p>cargabilidad, se encontrarían en el intervalo de tiempo considerado para ello (15 minutos versus 1 hora). Adicionalmente, otro punto relevante que diferencia las proyecciones de la empresa con las de esta Comisión, corresponde al porcentaje de traspaso de demanda desde la S/E Cabrero 23 kV hacia la S/E Larqui, el que, de acuerdo a lo indicado por la empresa a esta Comisión en julio 2020, alcanzaría un 46% de traspaso hacia S/E Larqui, mientras que en el documento enviado como anexo a las observaciones al ITP, sólo se traspasaría un 28% de la demanda.</p> <p>Finalmente, esta Comisión realizó un ejercicio en donde se consideraron, además, las factibilidades de conexión indicadas por la empresa para la proyección de demanda en la S/E Cabrero, no logrando alcanzar una cargabilidad por sobre el 90% al año 2025. En consecuencia, esta Comisión no incluye este proyecto al ITF 2020.</p>
19-14	9. ANEXO 1, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 53, N°144 PE04 - SE Cabrero Aumento de potencia reemplazo T2 66/23-13,2 kV 16 MVA a 30	Según lo informado por Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. a través de la carta N° 1487914 con fecha 29 de diciembre de 2020, y la respuesta del Coordinador en su carta DE 00106-21 con fecha 8 de enero de 2021, Sistema de Transmisión del Sur S.A. a contar del 1 de enero de 2021 ejecutará, administrará	Se solicita cambiar la propiedad del proyecto "PE04 - SE Cabrero Aumento de potencia reemplazo T2 66/23-13,2 kV 16 MVA a 30 MVA y Barra	<p>Se acoge parcialmente la observación</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar la propiedad, esta Comisión acoge la observación de modificarla en</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	MVA y Barra 23-13,2 kV (Incluye ES1 y CS1)	<p>y explotará los proyectos y activos de transmisión de los que fue titular en su momento Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.</p> <p>Dado lo anterior, el propietario de la obra "PE04 - SE Cabrero Aumento de potencia reemplazo T2 66/23-13,2 kV 16 MVA a 30 MVA y Barra 23-13,2 kV (Incluye ES1 y CS1)" debe ser Sistema de Transmisión del Sur S.A.</p> <p>Finalmente, respecto las cartas anteriormente mencionadas, estas se dejan a disposición de la Comisión en el link de la carta conductora con las observaciones.</p>	23-13,2 kV (Incluye ES1 y CS1)" a nombre de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y asignarla a Sistema de Transmisión del Sur S.A.	<p>caso de que se proponga esta obra en algún proceso de Planificación.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión no incorporará esta obra en el presente Plan de Expansión por los motivos detallados en el Anexo de proyectos no recomendados.</p>
19-15	9. ANEXO 1, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 53, N°144 PE04 - SE Cabrero Aumento de potencia reemplazo T2 66/23-13,2 kV 16 MVA a 30 MVA y Barra 23-13,2 kV (Incluye ES1 y CS1)	<p>Respecto el proyecto "PE04 - SE Cabrero Aumento de potencia reemplazo T2 66/23-13,2 kV 16 MVA a 30 MVA y Barra 23-13,2 kV (Incluye ES1 y CS1)", la Comisión fundamenta su no recomendación del proyecto para formar parte del Plan de Expansión, en que el proyecto no cumple los criterios asociados a los análisis por suficiencia y seguridad.</p> <p>En cuanto los argumentos y fundamentos para este proyecto, Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) difiere de lo planteado por la Comisión.</p> <p>En el análisis de seguridad asociado a SE Cabrero, archivo "Planilla CFCD 2020_ATMT" (Hoja "Datos Día Promedio Anual"), se detalla el perfil promedio del año base 2020 para ambos niveles de tensión, sin embargo, al compararlo con lo trabajado internamente por SAESA, se encuentran diferencias significativas. En el caso del transformador T2 66/23 kV 16 MVA se puede apreciar una diferencia cercana a los 4 MW, casi constante, al compararlo con el transformador reconstruido (Análisis Correcto). En el caso del transformador T1 66/13,2 kV 16 MVA se puede apreciar una diferencia casi constante y</p>	En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se solicita a la Comisión incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2020, el proyecto por seguridad "Aumento de Potencia SE Cabrero Reemplazo T2 66/23-13,2 kV 30 MVA", necesario para el abastecimiento de la demanda ante condiciones de contingencia.	<p>Se parcialmente acoge la observación.</p> <p>El proyecto es reevaluado bajo los supuestos de demanda actualizados con motivo del ITF, utilizando la metodología para el desarrollo de los análisis de seguridad contenida en la RE 711, además de ser revisados los antecedentes indicados en la observación, no cumpliendo con los criterios que permiten su incorporación al presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>cercana a 1 MW, comparándolo con el transformador reconstruido.</p> <p>En el cálculo de la energía no suministrada en la condición Sin Proyecto se debe considerar una potencia firme de 0 en planilla “Planilla CFCD 2020_ATMT” (Hoja “ENS”), ya que existe un único transformador por nivel de tensión. Esta corrección en la potencia firme puede impulsar un proyecto en la SE Cabrero de un VI de 1,655 MM USD (considerando el proyecto T3 66/23 kV 30 MVA presentado por SAESA) y 1,8 MM USD (sin considerar el proyecto T3 66/23 kV 30 MVA).</p> <p>En planilla “Planilla CFCD 2020_ATMT”, Hoja “Estadística Transformadores”, la probabilidad de falla se ha considerado como el mayor valor entre “Failure rate (failures per unit year)” para “Liquid filled—All” y “MaF” por nivel de tensión, sin embargo, los transformadores analizados corresponden al rango de transformadores de 10000 kVA o más y la comparación debería ser realizada con dicho valor, 0,0153, al igual que en todos los planes de expansión anteriores.</p> <p>Por otro lado, En Hoja “Parámetros” se detallan los años de vida útil para los distintos tipos de elementos, sin embargo, al realizar un seguimiento a las fórmulas de cálculo del VATT se hace referencia a otros valores de vida útil, dando para el caso del proyecto por seguridad en SE Cabrero una vida útil de 30 años.</p> <p>Respecto a las problemáticas que se mencionan en los párrafos precedentes, STS adjunta el archivo “Análisis Complementario SE Cabrero_Seguridad.pdf” donde se detalla en profundidad dichas problemáticas y se justifica la necesidad del proyecto “PE04 - SE Cabrero Aumento de potencia reemplazo T2 66/23-13,2 kV 16</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		MVA a 30 MVA y Barra 23-13,2 kV (Incluye ES1 y CS1)” por seguridad.		
19-16	9. ANEXO 1, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 53, N°146	<p>Respecto el proyecto “Reconfiguración Sistema de Tx Zonal Pilauco - Barro Blanco 66 kV”, la Comisión fundamenta su no recomendación del proyecto para formar parte del Plan de Expansión, en que el proyecto no cumple los criterios asociados a los análisis por suficiencia y seguridad.</p> <p>En cuanto los argumentos y fundamentos de la Comisión, Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), comparte con la Comisión, que el proyecto no cumple con los criterios de suficiencia, no obstante en materia de seguridad y calidad de servicio, consideramos que el sólo evaluar el proyecto por la vía de la ENS evaluada a CFCD, no es suficiente para argumentar que el proyecto no cumple con los criterios de seguridad y calidad de servicio, ya que en caso de potenciales fallas en la línea Pilauco-Barro Blanco 1x66 kV, se ve afectada de manera importante la Calidad de Servicio de los clientes regulados que se alimentan de las subestaciones al Sur de SE Pilauco y que dependen eléctricamente de esta última.</p> <p>Respecto la problemática que se menciona en el párrafo precedente, STS compartió como anexo a la ficha de iniciativa un estudio de consultor, que precisamente aborda el problema de la calidad de servicio y el impacto en el SAIDI. Donde al respecto, un proyecto como “Reconfiguración Sistema de Tx Zonal Pilauco - Barro Blanco 66 kV”, brinda importantes beneficios al sistema de transmisión al Sur de SE Pilauco.</p> <p>Finalmente, como antecedente adicional, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), en su propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, está proponiendo un proyecto denominado “Ampliación</p>	<p>En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se propone a la Comisión que evalúe el proyecto en cuanto a sus beneficios en seguridad y calidad de servicio y por consecuencia lo incluya en el Plan de Expansión 2020.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto es reevaluado bajo los supuestos de demanda actualizados con motivo del ITF, utilizando la metodología para el desarrollo de los análisis de seguridad contenida en la RE 711, no cumpliendo con los criterios que permiten su incorporación al presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>en S/E Pilauco”, el cual, en materia de diagnóstico, comparte el diagnóstico de STS respecto los problemas de seguridad y calidad de servicio que se originan ante contingencias en las instalaciones aledañas a SE Pilauco. Y, es más, el proyecto del Coordinador también contempla seccionamiento de la línea Barro Blanco-Pichil en SE Pilauco, tal como lo propone STS a la Comisión para ser considerado en el presente Plan de Expansión</p>		
19-17	<p>9. ANEXO 1, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 53, N°147 PE07 - SE Dalcahue Aumento de potencia nuevo transformador 110/23 kV 16 MVA y Barra 23 kV (Incluye 2 paños 23 kV y ES1)</p>	<p>Respecto el proyecto “PE07 - SE Dalcahue Aumento de potencia nuevo transformador 110/23 kV 16 MVA y Barra 23 kV (Incluye 2 paños 23 kV y ES1)”, la Comisión fundamenta su no recomendación del proyecto para formar parte del Plan de Expansión, en que el proyecto no cumple los criterios asociados a los análisis por suficiencia y seguridad.</p> <p>En cuanto los argumentos y fundamentos para este proyecto, Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) difiere de lo planteado por la Comisión, dado que, a finales del año 2019 se realizó un traspaso permanente desde SE Pid Pid en la SE Dalcahue debido a necesidades de la distribuidora, viéndose reflejado de manera representativa durante el año 2020, alcanzando una demanda máxima de 12,467 MVA el miércoles 2 de diciembre a las 22:15 horas, mayor a la proyectada en el archivo “Análisis Radial Trafos ATMT para ITP2020”, de 11,86 MVA. Adicionalmente, cabe destacar que existe una solicitud de Factibilidad importante en las redes de distribución de la SE Dalcahue, sobrepasando el criterio de holgura el año 2023 y el 97% de la potencia nominal el año 2025.</p> <p>Además, en el análisis de seguridad asociado a SE Dalcahue, archivo “Planilla CFCD 2020_ATMT” (Hoja “Datos Día Promedio Anual”), se detalla el perfil promedio del año base 2020, sin embargo, al</p>	<p>En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se solicita a la Comisión incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2020, el proyecto por suficiencia “SE Dalcahue - Aumento de Potencia Nuevo T2 110-23 kV 16 MVA”, necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a SE Dalcahue. Además, evaluar el proyecto en cuanto a sus beneficios para el sistema por seguridad y calidad de servicio.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Con motivo de la actualización de la proyección de demanda a utilizar en el ITF, se reevalúa la obra en cuestión, teniendo en cuenta lo observado por la empresa en cuanto a la inclusión de un traspaso de demanda desde SE Pid Pid, el cual, en todo caso, ya se había incluido como parte de la proyección utilizada en el ITP. Adicionalmente, se incorporaron, dentro del análisis realizado y a modo de sensibilidad, las factibilidades señaladas en la observación, así como la información complementaria entregada por la empresa. Con todo, el proyecto propuesto no cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión.</p> <p>Finalmente, es del caso mencionar que el proyecto fue igualmente analizado por su contribución a la seguridad de abastecimiento de la demanda, no cumpliendo los requisitos para su incorporación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>compararlo con lo trabajado internamente por SAESA, se encuentran diferencias significativas.</p> <p>Respecto a las problemáticas que se mencionan en los párrafos precedentes, STS adjunta el archivo "Análisis Complementario SE Dalcahue.pdf" donde se detalla en profundidad dichas problemáticas y se justifica la necesidad del proyecto "PE07 - SE Dalcahue Aumento de potencia nuevo transformador 110/23 kV 16 MVA y Barra 23 kV (Incluye 2 paños 23 kV y ES1)", por suficiencia y seguridad</p>		
19-18	<p>9. ANEXO 1, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 53, N°148 PE08 - SE Los Lagos Aumento de potencia nuevo transformador 66/13,2 kV 16 MVA y Barra 13,2 kV (Incluye 2 paños 13,2 kV y CS1)</p>	<p>Respecto el proyecto "PE08 - SE Los Lagos Aumento de potencia nuevo transformador 66/13,2 kV 16 MVA y Barra 13,2 kV (Incluye 2 paños 13,2 kV y CS1)", la Comisión fundamenta su no recomendación del proyecto para formar parte del Plan de Expansión, en que el proyecto no cumple los criterios asociados a los análisis por suficiencia y seguridad.</p> <p>En cuanto los argumentos y fundamentos para este proyecto, Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) difiere de lo planteado por la Comisión, dado que, históricamente la demanda máxima de SE Los Lagos se presenta en el mes de enero, y para el año 2021, se alcanzó una demanda máxima de 13,58 MVA el lunes 25 de enero a las 15:00 horas, mayor a la proyectada en el archivo "Análisis Radial Trafos ATMT para ITP2020", de 11,2 MVA. Adicionalmente, cabe destacar que existen solicitudes de Factibilidades importantes en las redes de distribución de la SE Los Lagos, sobrepasando el criterio de holgura el año 2021 y la potencia nominal el año 2023.</p> <p>Además, en el análisis de seguridad asociado a SE Los Lagos, archivo "Planilla CFCD 2020_ATMT" (Hoja "Datos Día Promedio Anual"), se detalla el perfil promedio del año base 2020, sin embargo, al</p>	<p>En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se solicita a la Comisión incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2020, el proyecto por suficiencia "SE Los Lagos Aumento de potencia nuevo transformador 66/13,2 kV 16 MVA y Barra 13,2", necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a SE Los Lagos. Además, evaluar el proyecto en cuanto a sus beneficios para el sistema por seguridad y calidad de servicio.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Con motivo de la actualización de la proyección de demanda a utilizar en el ITF, se reevalúa la obra en cuestión, teniendo en cuenta los antecedentes adicionales entregados por la empresa en su observación. Al respecto, es importante señalar que, si bien, existen diferencias en los análisis realizados por la empresa en la información complementaria entregada y los desarrollados por esta Comisión, igualmente se arriba a la conclusión de que el proyecto propuesto cumple los requisitos para ser incorporado en el presenta plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>compararlo con lo trabajado internamente por SAESA, se encuentran diferencias significativas.</p> <p>Respecto a las problemáticas que se mencionan en los párrafos precedentes, STS adjunta el archivo “Análisis Complementario SE Los Lagos.pdf” donde se detalla en profundidad dichas problemáticas y se justifica la necesidad del proyecto “PE08 - SE Los Lagos Aumento de potencia nuevo transformador 66/13,2 kV 16 MVA y Barra 13,2 kV (Incluye 2 paños 13,2 kV y CS1)”, por suficiencia y seguridad.</p> <p>Finalmente, como antecedente adicional, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), en su propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, propuso el proyecto denominado “Nuevo Transformador 66/13,8 kV 16 MVA S/E Los Lagos.” y comparte el diagnóstico de STS, considerando los problemas de abastecimiento de la demanda y sobrecarga del transformador existente en la subestación.</p>		
19-19	9. ANEXO 1, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 53, N°149	<p>La Comisión fundamenta su no recomendación del proyecto, en que no cumple los criterios de suficiencia y seguridad para ser incorporado al Plan de Expansión 2020.</p> <p>Respecto al planteamiento de la Comisión, Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), comparte que el proyecto no cumple los criterios de suficiencia, no obstante en materia de seguridad y calidad de servicio, consideramos que el sólo evaluar el proyecto por la vía de la ENS evaluada a CFCD, no es suficiente para argumentar que el proyecto no cumple con los criterios de seguridad y calidad de servicio, ya que un proyecto como el presentado, por su naturaleza de proyecto de transmisión representa un aumento importante de los niveles de seguridad y calidad de servicio para el abastecimiento de demanda de</p>	<p>En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se propone a la Comisión que evalúe el proyecto en cuanto a sus beneficios en calidad de servicio y por consecuencia lo incluya en el Plan de Expansión 2020.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto es reevaluado bajo los supuestos de demanda actualizados con motivo del ITF, utilizando la metodología para el desarrollo de los análisis de seguridad contenida en la RE 711, no cumpliendo con los criterios que permiten su incorporación al presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>clientes finales en la zona de emplazamiento del proyecto propuesto.</p> <p>Adicionalmente, consideramos importante destacar que el proyecto propuesto por STS, brinda diversos beneficios, como la mejora en la percepción de los clientes finales respecto la duración y frecuencia de las interrupciones de suministro (SAIDI, SAIFI), contribuye a la disminución de pérdidas y también es coherente con los objetivos de calidad de servicio de la Política Energética 2050.</p>		
19-20	9. ANEXO 1, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 53, N°150	Misma observación que para proyecto no recomendado N°149.	Misma propuesta que para proyecto no recomendado N°149	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto es reevaluado bajo los supuestos de demanda actualizados con motivo del ITF, utilizando la metodología para el desarrollo de los análisis de seguridad contenida en la RE 711, no cumpliendo con los criterios que permiten su incorporación al presente plan de expansión.</p>
19-21	9. ANEXO 1, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 53, N°151	Misma observación que para proyecto no recomendado N°149.	Misma propuesta que para proyecto no recomendado N°149	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto es reevaluado bajo los supuestos de demanda actualizados con motivo del ITF, utilizando la metodología para el desarrollo de los análisis de seguridad contenida en la RE 711, no cumpliendo con los criterios que permiten su incorporación al presente plan de expansión.</p>
19-22	9. ANEXO 1, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 53, N°152	Misma observación que para proyecto no recomendado N°149.	Misma propuesta que para proyecto no recomendado N°149	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto es reevaluado bajo los supuestos de demanda actualizados con motivo del ITF, utilizando la metodología para el desarrollo de los análisis de seguridad contenida en la RE 711, no</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				cumpliendo con los criterios que permiten su incorporación al presente plan de expansión.
19-23	9. ANEXO 1, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 53, N°153	Misma observación que para proyecto no recomendado N°149.	Misma propuesta que para proyecto no recomendado N°149	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto es reevaluado bajo los supuestos de demanda actualizados con motivo del ITF, utilizando la metodología para el desarrollo de los análisis de seguridad contenida en la RE 711, no cumpliendo con los criterios que permiten su incorporación al presente plan de expansión.</p>

Transec

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
20-1	<p>3 Plan de Expansión Sistema de Transmisión Nacional</p> <p>3.1 Obras de Ampliación Tabla 1 Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM) Página 13</p>	<p>El Informe Técnico Preliminar (ITP) promueve la obra “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)” la cual consiste en la ampliación de las barras principales del patio de 500 kV de S/E Kimal para permitir la conexión de los dos circuitos del proyecto “Nueva Línea 2x500 kV Kimal– Nueva Lagunas”. En la Tabla 1 del informe se indica que este proyecto es una obra de ampliación asignada a la empresa SAESA. Sin embargo, la obra promovida en el presente ITP consiste en la ampliación del patio de 500 kV que es de propiedad de Transelec. Al respecto queremos hacer notar lo siguiente con respecto a la propiedad de la infraestructura de transmisión de la subestación Kimal:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Saesa es propietaria de la infraestructura de 220 kV: La subestación Kimal, fue promovida como obra nueva en el Decreto Exento N°201 del año 2014, y adjudicada por SAESA en el respectivo proceso de licitación. La descripción del proyecto establecido en dicho Decreto es la siguiente: “El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación de 220 kV en configuración interruptor y medio, ubicada en las cercanías a las subestaciones Crucero y Encuentro, conectada mediante dos líneas 2x220 ...”. Es decir, el alcance del proyecto fue la construcción de una subestación con nivel de tensión de 220 kV. 2. Transelec es propietaria de la infraestructura de 500 kV: Posteriormente, el Decreto Exento N°158/2015 promovió una serie de obras nuevas para materializar la interconexión SIC-SING, dentro de las cuales se destacan las siguientes: a) Nueva línea 2x500 kV Nueva Crucero Encuentro – Changos y b) Bancos de autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Kimal. Por lo tanto, se observa que las obras comprenden la construcción de un patio de 500 kV completamente nuevo en S/E Kimal, y que no existía, para permitir la llegada de la línea de 500 kV desde S/E Changos. Estas obras fueron adjudicadas a Transelec y están actualmente en servicio. <p>En resumen, la obra promovida en el presente ITP consiste en la ampliación del patio de 500 kV de la S/E Kimal para construir dos</p>	<p>Se solicita asignar a Transelec la ejecución de la obra “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)”.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, en la que solicita modificar el propietario de la obra “Ampliación en S/E Kimal (IM)”, esta Comisión acoge la observación.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada, de acuerdo a lo solicitado, en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		medias diagonales. Considerando que toda la infraestructura de transmisión del patio de 500 kV es de propiedad de Transelec, y considerando que se están interviniendo instalaciones pertenecientes a Transelec y no de SAESA, solicitamos se corrija el responsable de la ejecución de esta obra y se le asigne la ampliación a Transelec.		
20-2	<p>3 Plan de Expansión Sistema de Transmisión Nacional</p> <p>3.1 Obras de Ampliación Tabla 1 Instalación de Reactor de 50 MVAR en S/E Nueva Ancud Página 13</p>	<p>El Informe Técnico Preliminar (ITP) promueve la obra “Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT)”, que tiene como objetivo principal garantizar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, incorporando recursos para el control de los niveles de tensión en los nodos del Sistema Nacional comprendido al sur de la S/E Puerto Montt. En la Tabla 1 se indica que este proyecto es una obra de ampliación asignada a la empresa Transelec.</p> <p>El nombre del proyecto se presta para confusión, ya que transmite la errónea idea que se instalará un CER en la Subestación Ancud. Sin embargo, en la página 25 del informe, en el punto 3.1.14, la descripción de este proyecto indica que <i>“El proyecto consiste en la instalación de un reactor trifásico de 50 MVAR en la subestación Nueva Ancud 220 kV.”</i></p> <p>Consideramos prudente clarificar el nombre del proyecto que quedaría en el decreto para evitar confusiones.</p>	Se solicita corregir el nombre del proyecto por “Reactor 50 MVAR en S/E Nueva Ancud”.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, en la que solicita modificar el título de la obra del numeral 3.1.14 , es decir la obra “Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT)”, esta Comisión acoge la observación.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará el nombre de la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
20-3	<p>3 Plan de Expansión Sistema de Transmisión Nacional</p> <p>3.1 Obras de Ampliación</p> <p>3.1.4 Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar-Likanantai Página 16</p>	<p>El Informe Técnico Preliminar (ITP) promueve la obra “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai” indicando como responsables de la ejecución de la obra a Transelec y AES Gener S.A.</p> <p>No obstante, en la descripción del proyecto no se indica claramente los alcances de las obras correspondientes a Transelec. Teniendo en cuenta que la subestacion Likanantai actualmente se encuentra en proceso de construcción es necesario clarificar las obras que deben ser ejecutadas en S/E Likanantai para cumplir con las exigencias de este nuevo proyecto de ampliación.</p> <p>La obra de ampliación “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV</p>	Se solicita incorporar en la descripción del proyecto los alcances de las obras que Transelec debe ejecutar en la S/E Likanantai e indicar que se considerarán los sobrecostos obtenidos al reemplazar la infraestructura que se encuentra en proceso	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, en la que solicita incorporar los alcances de las obras que se deberán realizar sobre las instalaciones de su propiedad, esta Comisión acoge parcialmente la observación por lo que se incorporará en la sección “Ingeniería Conceptual de los</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Nueva Zaldivar-Likanantai”, que está promoviendo la CNE, debe al menos considerar la ampliación del tramo de que va desde la S/E Likanantai hasta el seccionamiento de la línea 220 kV Nueva Zaldivar-Andes. Este tramo, de aproximadamente 6 kilómetros, actualmente se encuentra en proceso de licitación considerando la descripción del proyecto licitado y adjudicado.</p>	<p>de construcción, en particular la ampliación de capacidad del tramo que va desde la subestación Likanantai hasta el seccionamiento de la línea de 220 kV Nueva Zaldivar-Andes.</p>	<p>Proyectos” el alcance de las obras que deberá desarrollar las empresas propietarias involucradas en el desarrollo de la obra propuesta en el presenta plan de expansión Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión incorporará alcances de las obras a ejecutar en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año.</p>
20-4	<p>3 Plan de Expansión Sistema de Transmisión Nacional</p> <p>3.1 Obras de Ampliación</p> <p>3.1.5 Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)</p> <p>Página 17</p>	<p>El Informe Técnico Preliminar (ITP) promueve la obra “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)”. En el punto 3.1.5.1 se encuentra la descripción general de la obra y en el punto 3.1.5.3 se muestra su VI referencial que asciende a US\$ 14.780.214.</p> <p>Con respecto a lo anterior, Transelec realizó una revisión a la descripción del proyecto, siendo similar a otros proyectos anteriores de transformación 500/220 kV desarrollados recientemente, por lo que consideramos que el VI referencial propuesto en el Informe Técnico Referencial se encuentra subestimado. Transelec considera que el Valor de Inversión de la obra debería ser aproximadamente US\$ 25.655.022. En el Anexo 1 del presente documento se encuentra el detalle de costos. Antecedentes adicionales de este proyecto se pueden elaborar y/o enviar a la CNE, en caso de que lo solicite o requiera.</p>	<p>Se considera que el VI de la obra está subestimado, por lo cual se solicita realizar una revisión de la estimación del VI para la obra “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)”. Consideramos que el VI de esta obra es de US\$ 25.655.022, cuyo desglose de costos que se encuentra en el Anexo 1 de este documento.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, en la que solicita revisar el valor de inversión referencial estimado para la obra Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT), esta Comisión acoge parcialmente la observación por lo que actualizará el valor de inversión referencial considerado, toda vez que se modifica el alcance de la obra y a propósito de una revisión de costos de equipos de acuerdo a lo establecido en los anexos del Informe Final Definitivo V3 20 Octubre 2020, correspondiente al actual Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la descripción del proyecto junto con su valorización</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				referencial e incorporará los nuevos alcances en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020
20-5	<p>3 Plan de Expansión Sistema de Transmisión Nacional</p> <p>3.1 Obras de Ampliación</p> <p>3.1.10 Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), nuevo patio 500 kV (IM) y nuevo transformador (ATAT)</p> <p>Página 22</p>	<p>El Informe Técnico Preliminar (ITP) promueve la obra "Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)". La descripción del proyecto contenida en el cuerpo del informe hace suponer que la ampliación solicitada se debe desarrollar con tecnología en aire, mientras que el anexo del informe señala que debe desarrollarse con tecnología GIS. Además, en la descripción del cuerpo del documento no se menciona espacio para la instalación de compensación serie, mientras que el anexo del informe lo señala como requerimiento. A continuación, se detallan estas y otras observaciones resultado de la revisión de la descripción técnica del proyecto.</p> <p>1. Descripción General hace suponer tecnología en aire: La descripción del proyecto contenida en el punto 3.1.10.1 señala lo siguiente: <i>"Adicionalmente, el proyecto incluye la construcción de un nuevo patio de 500 kV, en configuración interruptor y medio, con una capacidad de barra de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberá considerar espacio en barra y plataforma para la construcción de una diagonal asociado a la conexión de la obra nueva "Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito", y el nuevo equipo de transformación y terreno nivelado para dos futuras diagonales."</i> Del texto anterior se desprende que el nuevo patio de 500 kV debe ser en aire.</p> <p>2. Anexo N° 2 del ITP indica que ampliación debe ser con tecnología GIS y que se debe considerar espacio para compensación serie: En el Anexo 2 del ITP, en el punto 10.1.10.2, "Ingeniería Conceptual de los Proyectos", se indica: <i>"La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente: Construcción de un nuevo patio de 500 kV en la subestación Nogales, en configuración interruptor y medio,</i></p>	<p>En relación con la obra de ampliación se solicita lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se solicita aclarar la descripción técnica del proyecto. • Se solicita aclarar si la tecnología de los equipos para del nuevo patio de 500 kV corresponderá a GIS o AIS. • Se solicita aclarar si se debe considerar espacio para futura compensación serie y banco de reactores en 500 kV. • Se solicita considerar como parte de la obra de ampliación la reubicación de uno de los circuitos de la línea 2x220 kV Nogales-Ventanas. • En base a las solicitudes anteriores además se solicita realizar una revisión al VI de la obra de ampliación. 	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a las especificaciones solicitadas de ser incluidas en la descripción de la obra, si bien éstas fueron tenidas en cuenta a la hora de realizar la nueva descripción del proyecto, no corresponde necesariamente realizar lo indicado por la empresa, debido a las modificaciones que sufrió la obra con motivo de la elaboración del ITF.</p> <p>Finalmente, es del caso señalar que, en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>considerando espacio para la conexión de un nuevo banco de autotransformadores y espacio para conexión de la línea asociada al tendido del primer circuito del nuevo trazado 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar. Además, <u>el patio de 500 kV deberá considerar espacio para la instalación del equipo de compensación serie y banco de reactores asociados a esta línea.</u></i></p> <p>Además, se indica: <i>“En virtud de las obras requeridas por el proyecto y a partir de lo que se puede observar en la imagen satelital de la S/E Nogales, se infiere que es necesaria la adquisición de terrenos aledaños a la subestación para permitir la construcción del nuevo patio de 500 kV y dar cabida al resto de las obras requeridas. En ese sentido, se ha proyectado para efectos de la presente ingeniería conceptual que dicha ampliación se realizará hacia el sector poniente de la subestación, lugar donde se construiría el nuevo patio de 500 kV, <u>el cual para este análisis ha sido considerado en tecnología GIS.</u>”</i></p> <p>Por lo anterior agradeceremos aclarar y/o confirmar lo siguiente asociado a la obra de ampliación:</p> <ul style="list-style-type: none"> a). - Tecnología de equipos para del nuevo patio de 500 kV, GIS o aire. b). - Si se debe considerar espacio para futura compensación serie y banco de reactores en 500 kV. <p>3. Proyecto debe considerar la reubicación de uno de los circuitos de la línea 2x220 kV Nogales-Ventanas: Por otra parte, se solicita considerar como parte de la obra de ampliación, la reubicación de uno de los circuitos de la línea 2x220 kV Nogales – Ventanas de AES Gener, para permitir la ampliación del patio de 220 kV requerida, lo anterior implica la construcción de un nuevo paño para la conexión del circuito indicado.</p> <p>Se adjunta figura donde se muestra circuito a reubicar: [PRESENTA IMAGEN]</p> <p>4. Revisión del VI de la obra de ampliación: Finalmente se solicita la revisión del VI estimado de la obra de ampliación, de acuerdo con la tecnología a utilizar para el patio de 500 kV, los espacios futuros requeridos, la modificación del</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>circuito de la línea 2x220 kV Nogales – Ventanas y las nuevas instalaciones comunes asociadas al nuevo patio, como una nueva caseta de servicios generales, nuevos servicios auxiliares, sistema de control y protecciones, de acuerdo a la nueva normativa vigente. Adicionalmente, y como en obras de ampliación similares, se solicita considerar como parte de la obra de ampliación el interruptor central de la media diagonal en 500 kV requerida para la conexión del nuevo transformador de 500/220 kV.</p>		
20-6	<p>3 Plan de Expansión Sistema de Transmisión Nacional</p> <p>3.1 Obras de Ampliación</p> <p>3.1.13 Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa-Hualpén, Tramo Concepción-Hualpén.</p> <p>Página 24</p>	<p>El Informe Técnico Preliminar (ITP) promueve la obra “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa-Hualpén, Tramo Concepción-Hualpén”, proyecto que consiste en incrementar la capacidad del tramo entre la subestación Concepción y la subestación Hualpén, que tiene una longitud aproximada de 11 km. La línea posee un conductor ACAR 900 MCM. Se debe reemplazar por un conductor con capacidad de transmisión de al menos 230 MVA a 35°C con sol. En el anexo N°2 del ITP, en el punto 10.1.12, se sugiere reemplazar el conductor existente mediante el conductor ACCC Grosbeak que permita ampliar la capacidad del tramo a 230 MVA. Sin embargo, los análisis realizados por el área de ingeniería de Transelec indican que las estructuras existentes no soportarían los esfuerzos mecánicos de ese tipo de conductor. Se sugiere considerar, para la ampliación de capacidad de la línea, un conductor de Alta Temperatura que posea características mecánicas similares al conductor actual. Por lo tanto, se propone modificar el conductor ACCC Grosbeak, indicado en el anexo del ITP, por el conductor ACCC Dove, el cual tiene una capacidad aproximada de 390 MVA a 120 °C, con el cual se reducen las cargas mecánicas y se mejora la distancia a piso de la línea existente. En el Anexo 2 de este documento se adjunta la ficha técnica.</p>	<p>Se solicita considerar la utilización del conductor ACCC Dove para la ampliación de capacidad de la línea 1x220 kV Charrúa-Hualpén, Tramo Concepción-Hualpén.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec en la que solicita considerar la utilización del conductor ACCC Dove para la ampliación de capacidad de la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén, tramo Concepción - Hualpén, esta Comisión concuerda con lo expuesto e incluirá dicho conductor en la Ingeniería Conceptual de la obra.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020 respecto de la materia observada.</p>
20-7	<p>4 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal</p> <p>4.1 Obras de Ampliación</p> <p>4.1.8 Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)</p>	<p>El Informe Técnico Preliminar (ITP) promueve la obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)” que tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda perteneciente a la comuna de San Fernando. Sin embargo, en esta zona existen propuestas eficientes que no han podido ser licitadas y que fueron promovidas principalmente para incrementar la</p>	<p>Se solicita considerar el proyecto “Ampliación de la Subestación San Fernando” en el Plan de Expansión 2020, como alternativa para</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la posibilidad de incorporar la obra "Ampliación de la Subestación San Fernando" en el presente plan de expansión, es importante indicar, en primer</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Página 48	<p>seguridad y calidad de servicio a la demanda regulada en San Fernando.</p> <p>De acuerdo con los análisis realizados por el Coordinador Eléctrico, la obra de Ampliación "Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca -San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca ", incluida en el decreto 293/2018, no se ha podido licitar debido a que la Subestación San Fernando no está preparada para recibir un nuevo circuito de 154 kV desde la subestación Tinguiririca.</p> <p>Para Transelec es fundamental incrementar la seguridad y calidad de servicio a los clientes, a través de propuestas eficientes que han sido revisadas en el proceso de expansión regulado. Es por esto que solicitamos incorporar el proyecto de "Ampliación de la S/E San Fernando" que considera todas las obras necesarias que permitan la conexión de un nuevo circuito de 154 kV en dicha subestación.</p> <p>En el Anexo 3 de este documento se encuentran algunos antecedentes de este proyecto. Antecedentes adicionales de este proyecto se pueden elaborar y/o enviar a la CNE, en caso de que lo solicite o requiera.</p>	el abastecimiento seguro de la ciudad de San Fernando.	lugar, que esta propuesta no corresponde a una propuesta formal presentada dentro del periodo destinado al efecto al inicio del proceso de expansión de la transmisión. De igual forma, esta Comisión analizó los beneficios que traería su incorporación al sistema eléctrico, teniendo en cuenta que su materialización permitiría, además, la viabilizar la obra de expansión denominada "Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca -San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca ", incluida en el decreto 293/2018. En este sentido, el análisis arrojó como resultado que la obra "Ampliación San Fernando" no entrega beneficios suficientes como para justificar su incorporación al presente plan de expansión, aun considerando el aporte a la seguridad de abastecimiento de la obra de expansión señalada previamente.
20-8	<p>9.1 Proyectos No Recomendados</p> <p>Tabla N°53 "Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (inductivo) / 100 MVAR (capacitivo)"</p> <p>Página 201</p>	<p>Como parte del proceso de Expansión de la Transmisión 2020, el Coordinador Eléctrico Nacional en su Informe Complementario de julio de 2020, propuso la obra "Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (inductivo) / 100 MVAR (capacitivo)". En el informe el CEN menciona lo siguiente:</p> <p><i>"3.1.2.3 Evaluación de soluciones de compensación de reactivos</i></p> <p><i>A partir de los análisis realizados en el escenario base, se evalúan diferentes soluciones para mantener las tensiones en Estado de Alerta, después de aplicada una contingencia. Teniendo como antecedente lo siguiente:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Incluir sólo compensación desde S/E Lagunas para subsanar los problemas de tensión en S/E Challacollo, provoca sobretensión en</i> 	Se solicita incorporar el proyecto "Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (inductivo) / 100 MVAR (capacitivo)" en el Plan de Expansión 2020.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a las distintas observaciones planteadas respecto a la necesidad de contar con un equipo que contribuya al control de tensión en la zona entorno a la SE Lagunas, esta Comisión analizó los antecedentes y concluyó que el requerimiento es efectivo, por lo que se incorpora al ITF la obra</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>otros puntos del sistema, por esta razón, se busca abastecer los requerimientos de reactivos en forma local.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se busca una compensación dinámica de reactivos que permita ajustar de manera más precisa la variación de reactivos entre día y noche, y que permita mantener la tensión en al menos Estado de Alerta una vez aplicada las contingencias definidas. <p>De acuerdo con lo anterior, se evalúan las siguientes soluciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incluir un SVC en SE Lagunas de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo, junto con un BBCC en SE Puquios de 50 MVAR. • Incluir un SVC en SE Lagunas de 60 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo, junto con un BBCC en SE Puquios de 50 MVAR." <p>Luego, como resultado mencionan lo siguiente:</p> <p>"3.1.2.5.1 Proyecto Nuevo SVC en S/E Lagunas con una capacidad de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo – 220 kV.</p> <p>La Subestación Lagunas 220 kV se encuentra ubicada la comuna de Pozo Almonte, al sur de la reserva nacional Pampa del Tamarugal, la cual pertenece a la Primera Región de Atacama comuna de Pozo Almonte.</p> <p>La Subestación Lagunas 220 kV es una subestación de enlace del norte grande del país. Esta subestación conecta a los consumos regulados y libres de las zonas de Iquique y Tarapacá, así como también apoya al suministro de la zona de Arica, a través de la S/E Pozo Almonte 220/110 kV. Esta instalación conecta con la subestación Encuentro 220 kV, formando parte de la red vertebral de transporte del norte grande. La configuración de la Subestación Lagunas 220 kV corresponde a doble barra principal más barra de transferencia y a junio de 2020, cuenta con 11 posiciones activas.</p> <p>De acuerdo con los resultados de los análisis desarrollados en la sección 3.1.2 y con el objetivo de mantener la calidad del servicio en el entorno y zona de influencia de la S/E Lagunas, frente a distintas variaciones de escalones de demanda y condiciones de operación normal y de contingencia, se considera pertinente la inclusión de este proyecto.</p> <p>De esta manera y con el objetivo de dar solución a lo planteado anteriormente, se propone la instalación de un SVC en S/E Lagunas con una capacidad de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo, en</p>		<p>"Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)".</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>conjunto con las adecuaciones correspondientes. La Tabla 3-16 muestra la valorización de este proyecto.</i></p> <p>Además, en una segunda instancia el Coordinador nuevamente menciona la necesidad de un equipo SVC en la S/E Lagunas, en su Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, apéndice VI “Requerimientos de Reactivos en Transmisión”, mantiene la postura de la necesidad del proyecto.</p> <p>Sin embargo, el proyecto no se encuentra en el actual Informe del Plan de Expansión Preliminar, y el motivo de no recomendación fue que el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” permite mejorar considerablemente las condiciones de calidad y seguridad de servicio de la zona.</p> <p>Al respecto, Transelec debe destacar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • En los Anexos del Informe Preliminar, se observa que la Comisión no está considerando el crecimiento de la demanda industrial de la zona, por lo que no se ve reflejada la necesidad real del equipo en el análisis. • La línea de 500 kV mejoraría los perfiles de tensión en la llegada a S/E Lagunas, pero no resuelve los problemas de tensión en el corredor Puquios – Lagunas. • El estudio del Coordinador deja claro la necesidad de control de tensión en la zona, por lo que preliminarmente se sigue requiriendo un SVC en Lagunas para el año 2023. • Se debe tener presente que en el proceso del Plan de Expansión 2019 se decretaron 3 obras de expansión en la zona, cuyos trabajos impactaran la seguridad y calidad de servicio de las instalaciones de transmisión, por lo que esta zona estaría con indisponibilidad aumentada debido a los futuros trabajos de ampliación de las distintas obras decretadas. 		
20-9	<p>9.1 Proyectos no recomendados</p> <p>Tabla N°53 PE-01 “Aumento de Capacidad de la Línea 2x220</p>	<p>Como parte de la etapa promoción de proyectos por parte de las empresas interesadas, Transelec propuso el proyecto “Aumento de Capacidad de la Línea 2x220 kV Lagunas - Frontera”, mediante el reemplazo del conductor existente por uno de alta temperatura que permita incrementar la capacidad del corredor a aproximadamente 400 MVA por circuito.</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Aumento de Capacidad de la Línea 2x220 kV Lagunas – Frontera”</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra en cuestión fue reevaluada en función de las actualizaciones realizadas con motivo del ITF, no resultando parte del presente plan</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	kV Lagunas - Frontera” Página 209	<p>Este proyecto otorga eficiencia operacional al sistema en la zona de Lagunas. Incrementar la capacidad de transmisión del corredor de 220 kV permite abastecer la demanda en crecimiento de los proyectos mineros en la zona, así como también evacuar la generación proyectada en la zona de Frontera, en donde se aprecia un polo de desarrollo de generación eólica y solar que ya cuentan con aprobación ambiental y se encuentran en desarrollo.</p> <p>Además, revisando los anexos del ITP se puede observar que la evaluación económica de este proyecto es positiva. En efecto, el aumento de capacidad de la línea de 220 kV Lagunas-Frontera presenta beneficios en al menos tres de los cinco escenarios PELP. En la siguiente tabla se presentan los valores obtenidos en las evaluaciones económicas de la CNE.</p> <p>[PRESENTA TABLA]</p> <p>Por lo tanto, considerando los análisis realizados por la CNE, este proyecto justifica su incorporación al plan de expansión de transmisión 2020.</p> <p>Sin embargo, el proyecto de ampliación fue rechazado porque sus beneficios fueron comparados con los del proyecto “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas-Kimal”. Sin embargo, es importante destacar que estos proyectos no son alternativos, sino que complementarios, lo que se explicará a continuación:</p> <p>a) Los proyectos “Ampliación Línea 220 kV Lagunas-Frontera” y “Nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas Kimal” no son obras alternativas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estos proyectos no son obras alternativas tanto por su funcionalidad como por su envergadura. • El proyecto de ampliación busca evacuar la generación que se inyecta en el sistema de 220 kV y llegar al nodo Lagunas. Por otro lado, el proyecto de la nueva línea de 500 kV tiene el objetivo de llevar toda la generación que se inyecta en Lagunas hacia la subestación Kimal, centro de carga del sistema norte, y en donde se puede transmitir por el sistema de 500 kV hacia el centro del país. 	en el Plan de Expansión 2020.	de expansión. En particular, conviene señalar que la obra denominada “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2X500 kV Nueva Lagunas – Kimal” constituye la solución estructural que se incorpora para aumentar la capacidad de transmisión desde y hacia la zona de Lagunas.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<ul style="list-style-type: none"> El proyecto de 220 kV es el cambio de conductor en un tramo de 100 km, mientras que el proyecto de 500 kV es la construcción de un doble circuito de 200 kilómetros. <p>b) Los proyectos “Ampliación Línea 220 kV Lagunas-Frontera” y “Nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas Kimal” son obras complementarias:</p> <ul style="list-style-type: none"> Por la razón expuesta anteriormente, que el proyecto de ampliación busca evacuar la generación que se inyecta en el sistema de 220 kV y llegar al nodo lagunas. Por otro lado, el proyecto de la nueva línea de 500 kV tiene el objetivo de llevar toda la generación que se inyecta en lagunas hacia la subestación Kimal, centro de carga del sistema norte, y en donde se puede transmitir por el sistema de 500 kV hacia el centro del país, es que se puede apreciar que los proyectos son complementarios. 		
20-10	<p>9.1 Proyectos no recomendados</p> <p>Tabla N°53 PE-05 “Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Los Vilos”</p> <p>Página 209</p>	<p>Como parte de la etapa promoción de proyectos por parte de las empresas interesadas, Transelec propuso el proyecto de aumento de la capacidad de la línea de transmisión 2x220 kV de 224 MVA entre las subestaciones Punta Sierra - Los Vilos, el cual no fue acogido por la CNE, bajo el argumento que <i>“De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra “Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito”. Debido a lo expuesto, el proyecto “Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Los Vilos” no es incorporado al presente Plan de Expansión”</i>.</p> <p>Al respecto, queremos destacar lo siguiente:</p> <p>El proyecto “Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Los Vilos” no es alternativo al proyecto “Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito”, ya que entregan beneficios en problemáticas diferentes de sistema. Por un lado, el proyecto “Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito”, cubre la necesidad de abastecer demanda del centro del país directamente de la SE Pan de Azúcar por la línea de 500 kV. En cambio, el proyecto “Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Los Vilos” abarca la problemática de la generación renovable que se encuentra entre</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Los Vilos” en el Plan de Expansión 2020.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra en cuestión fue reevaluada en función de las actualizaciones realizadas con motivo del ITF, no cumpliendo con el criterio de holgura establecido en el literal B del artículo 18 de la RE 711.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>estas subestaciones y abastecer la zona en 220 kV. Por lo que estos son proyectos complementarios.</p> <p>Insistimos en la necesidad de incorporar este proyecto en el conjunto de obras recomendadas en el Plan de Expansión de Transmisión 2020, debido a la necesidad de ampliar la capacidad de transmisión de estas líneas nacionales debido al potencial renovable de la zona para la proyección de largo plazo.</p>		
20-11	<p>9.1 Proyectos no recomendados</p> <p>Tabla N°53 PE-06 “Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Nogales”</p> <p>Página 209</p>	<p>Como parte de la etapa promoción de proyectos por parte de las empresas interesadas, Transelec propuso el proyecto de aumento de la capacidad de la línea de transmisión 2x220 kV de 224 MVA entre las subestaciones Punta Sierra - Nogales, el cual no fue acogido por la CNE, bajo el argumento que <i>“De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra “Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito”. Debido a lo expuesto, el proyecto “Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Nogales” no es incorporado al presente Plan de Expansión”</i>.</p> <p>Al respecto, queremos destacar lo siguiente:</p> <p>El proyecto “Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Nogales” no es alternativo al proyecto “Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito”, ya que entregan beneficios en problemáticas diferentes de sistema. Por un lado, el proyecto “Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito”, cubre la necesidad de abastecer demanda del centro del país directamente de la SE Pan de Azúcar por la línea de 500 kV. En cambio, el proyecto “Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Nogales” abarca la problemática de la generación renovable que se encuentra entre estas subestaciones y abastecer la zona en 220 kV. Por lo que estos son proyectos complementarios.</p> <p>Insistimos en la necesidad de incorporar este proyecto en el conjunto de obras recomendadas en el Plan de Expansión de Transmisión 2020, debido a la necesidad de ampliar la capacidad de transmisión de estas líneas nacionales debido al potencial renovable de la zona para la proyección de largo plazo.</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Nogales” en el Plan de Expansión 2020.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra en cuestión fue reevaluada en función de las actualizaciones realizadas con motivo del ITF, no cumpliendo con el criterio de holgura establecido en el literal B del artículo 18 de la RE 711.</p>
20-12	<p>9.1 Proyectos no recomendados</p>	<p>Como parte de la etapa de promoción de proyectos por parte de las empresas interesadas, Transelec presentó el proyecto de</p>	<p>Se solicita considerar Criterio N-1 en la</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Tabla N°53 PE-07 "Tercer transformador 500/220 kV S/E Polpaico" Página 210</p>	<p>incorporación de un tercer banco de autotransformadores 500/220 kV en la S/E Polpaico. Este proyecto permitiría aumentar la capacidad de transformación en dicha subestación y la eficiencia operacional del sistema, al lograr la inyección de un mayor volumen de generación de costo cero, particularmente de parques fotovoltaicos y eólicos de la zona norte del sistema.</p> <p>Este proyecto no ha sido incorporado al Plan de Expansión Preliminar 2020, argumentando que las simulaciones estocásticas realizadas no arrojaron beneficios netos positivo en al menos el 50% de los escenarios analizados.</p> <p>Al respecto, Transelec ha revisado las bases OSE2000 utilizadas para las mencionadas simulaciones y se ha percatado de un error en la modelación de la capacidad de transformación 500/220 kV en la Polpaico. En concreto, la modelación del ITP está considerando que esta transformación opera durante todo el horizonte con criterio N, es decir, considerando ambos transformadores al máximo de su capacidad, sin incluir restricción de seguridad ante falla de una de las unidades. Con estos supuestos, el ITP está modelando una capacidad de transformación de 1.500 MVA.</p> <p>En vista de lo anterior queremos hacer énfasis en lo señalado en el Artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), el cual indica que "<u>La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1</u>, definido según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 32". En esta misma línea, la definición del mencionado Artículo 1-7 numeral 32 indica lo siguiente:</p> <p>"Criterio N-1: Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un SI que garantiza que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, <u>sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles</u>, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión. "</p> <p>En ese sentido la modelación de la capacidad de transformación utilizada en el ITP es errónea, puesto que no está considerando las</p>	<p>modelación de la transformación 500/220 kV Polpaico.</p> <p>Asimismo, y en base a los resultados de las simulaciones, se solicita incorporar el proyecto "Tercer transformador 500/220 kV S/E Polpaico" en el Plan de Expansión 2020.</p>	<p>Se ajustó la restricción de transmisión considerando una sobrecarga admisible de acuerdo con la información disponible en la base de datos de información técnica que mantiene el Coodinador, utilizando valores a 30 minutos y con un 75% de carga inicial, lo que equivale a considerar un valor post contingencia del orden de los 900 MW. De esta forma, para la evaluación de la obra planteada se utilizó un límite acorde con la condición señalada, y considerando redistribución de flujos post contingencia. Con todo lo anterior, la obra no cumplió con los criterios para ser incorporada al presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>limitaciones de capacidad que debiesen imponerse de forma que, ante la salida intempestiva de una unidad de transformación, sus efectos no se propaguen al resto de instalaciones del sistema, particularmente sobre la unidad no fallada.</p> <p>Asimismo, hemos podido corroborar que en el presente ITP sí se modelan algunas capacidades de transformación 500/220 kV con criterio N-1, como es el caso de las subestaciones Cumbre y Charrúa. En ese sentido no se presenta una justificación de por qué se considera este criterio solo en algunas de las transformaciones 500/220 kV del sistema.</p>		
20-13	<p>9.1 Proyectos no recomendados</p> <p>Tabla N°53 PE-08 "Tercer transformador 500/220 kV S/E Ancoa"</p> <p>Página 210</p>	<p>Como parte de la etapa de promoción de proyectos por parte de las empresas interesadas, Transelec presentó el proyecto de incorporación de un tercer banco de autotransformadores 500/220 kV en la S/E Ancoa. Este proyecto permitiría aumentar la capacidad de transformación en dicha subestación y la eficiencia operacional del sistema, al lograr la inyección de un mayor volumen de generación hidroeléctrica de bajo costo (de costo cero) en la zona centro sur, particularmente el complejo de Colbún.</p> <p>Este proyecto no ha sido incorporado al Plan de Expansión Preliminar 2020, argumentando que las simulaciones estocásticas realizadas no arrojaron beneficios netos positivo en al menos el 50% de los escenarios analizados.</p> <p>Al respecto, Transelec ha revisado las bases OSE2000 utilizadas para las mencionadas simulaciones y se ha percatado de un error en la modelación de la capacidad de transformación 500/220 kV en la S/E Ancoa. En concreto, la modelación del ITP está considerando que esta transformación opera durante todo el horizonte con criterio N, es decir, considerando ambos transformadores al máximo de su capacidad, sin incluir restricción de seguridad ante falla de una de las unidades. Con estos supuestos, el ITP está modelando una capacidad de transformación de 1.500 MVA.</p> <p>En vista de lo anterior queremos hacer énfasis en lo señalado en el Artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), el cual indica que "<u>La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, definido según lo</u></p>	<p>Se solicita considerar Criterio N-1 en la modelación de la transformación 500/220 kV Ancoa.</p> <p>Asimismo, y en base a los resultados de las simulaciones, se solicita incorporar el proyecto "Tercer transformador 500/220 kV S/E Ancoa" en el Plan de Expansión 2020.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se ajustó la restricción de transmisión considerando una sobrecarga admisible de acuerdo con la información disponible en la base de datos de información técnica que mantiene el Coodinador, utilizando valores a 30 minutos y con un 75% de carga inicial, lo que equivale a considerar un valor post contingencia del orden de los 900 MW. De esta forma, para la evaluación de la obra planteada se utilizó un límite acorde con la condición señalada, y considerando redistribución de flujos post contingencia. Con todo lo anterior, la obra no cumplió con los criterios para ser incorporada al presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>establecido en el Artículo 1-7 numeral 32". En esta misma línea, la definición del mencionado Artículo 1-7 numeral 32 indica lo siguiente:</p> <p>"Criterio N-1: Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un SI que garantiza que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, <u>sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles</u>, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión. "</p> <p>En ese sentido la modelación de la capacidad de transformación utilizada en el ITP es errónea, puesto que no está considerando las limitaciones de capacidad que debiesen imponerse de forma que, ante la salida intempestiva de una unidad de transformación, sus efectos no se propaguen al resto de instalaciones del sistema, particularmente sobre la unidad no fallada.</p> <p>Asimismo, hemos podido corroborar que en el presente ITP sí se modelan algunas capacidades de transformación 500/220 kV con criterio N-1, como es el caso de las subestaciones Cumbre y Charrúa. En ese sentido no se presenta una justificación de por qué se considera este criterio solo en algunas de las transformaciones 500/220 kV del sistema.</p>		
20-14	<p>9.1 Proyectos no recomendados</p> <p>Tabla N°53 PE-01 "Ampliación SE Polpaico"</p> <p>Página 211</p>	<p>Como parte de la etapa de promoción de proyectos por parte de las empresas interesadas, PSF Don Darío SpA presentó un proyecto de ampliación en el patio de 220 kV en la S/E Polpaico con el fin de permitir la conexión de nuevos proyectos de generación al sistema. Este proyecto no fue incorporado al Plan de Expansión Preliminar 2020, indicando que existe una infactibilidad para ampliar las barras de 220 kV en la S/E Polpaico ya que generaría interferencias con otros elementos de transmisión que acometen a la subestación.</p> <p>Al respecto, queremos señalar que la situación ha sido revisada por Transelec concluyendo que es técnicamente factible la ampliación de barras de 220 kV de la subestación Polpaico. Es posible la ampliación del patio de 220 kV hacia el norte del patio actual.</p> <p>En el Anexo 4 de este documento se presentan algunos antecedentes técnicos de esta propuesta. Antecedentes</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto Ampliación en S/E Polpaico en el Plan de Expansión 2020 considerando los antecedentes técnicos contenidos en el Anexo 4 de este documento.</p> <p>Antecedentes adicionales de este proyecto se pueden enviar a la CNE en</p>	<p>No se acoge observación.</p> <p>En relación a la obra "Ampliación en S/E Polpaico" y los antecedentes presentados por la empresa con motivo del proceso de observaciones, éstos últimos fueron considerados por esta Comisión en los análisis realizados con motivo del ITF, concluyendo que la propuesta complementaria presentada por la empresa, como posible solución a la falta de espacio para la incorporación de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>adicionales de este proyecto se pueden elaborar y/o enviar a la CNE, en caso de que lo solicite o requiera.</p>	<p>caso de que los solicite o requiera.</p>	<p>nuevas posiciones al patio de 220 kV, no resulta eficiente desde el punto de vista económico por su elevado costo, además de provocar una situación de sobre saturación de la instalación y sus alrededores, introduciendo riesgos innecesarios a la operación de la misma, además de complejidades a la hora de materializar conexiones de proyectos debido a las múltiples interferencias con el resto de las líneas que actualmente confluyen a la subestación.</p>
20-15	<p>9.1 Proyectos no recomendados</p> <p>Tabla N°53 PE-04Línea 110 kV Nueva Chañaral – Javiera y S/E Nueva Chañaral 110/23 kV</p> <p>Página 215</p>	<p>Como parte de la etapa de promoción de proyectos por parte de las empresas interesadas, Transelec presentó el proyecto “Línea 110 kV Nueva Chañaral – Javiera y S/E Nueva Chañaral 110/23 kV” por motivos de seguridad de abastecimiento a clientes regulados de la localidad de Chañaral.</p> <p>Topológicamente la subestación Chañaral es alimentada radialmente desde la subestación Diego de Almagro. Sin embargo, gran parte de la infraestructura eléctrica que abastece el consumo eléctrico en esta localidad se encuentra en zona de aluviones, evento climático que ha ocasionado la pérdida del suministro eléctrico, y que, por sus características, no es de fácil solución.</p> <p>Por estos motivos se promovió en el proceso de expansión de la transmisión 2020 un proyecto que permita seguridad de suministro a Chañaral, abasteciendo los consumos a través de una línea de transmisión que quedara fuera de la zona geográfica afectada por los aluviones, y de esta forma mejorar de forma considerable la calidad de servicio de los clientes regulados.</p> <p>El motivo de No Recomendación planteado por la CNE es que no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Es decir, un proyecto por seguridad no es admitido por no pasar una evaluación económica.</p> <p>Al respecto, para Transelec es relevante que se considere la seguridad del consumo de clientes regulados de la zona, considerando que es un riesgo que vulnera a más de 5.400 clientes</p>	<p>Se solicita realizar el análisis de resiliencia. Asimismo, incorporar el proyecto “Línea 110 kV Nueva Chañaral – Javiera y S/E Nueva Chañaral 110/23 kV” en el Plan de Expansión 2020.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La RE 711 señala, en relación a la metodología aplicable al análisis de resiliencia, que aquellas instalaciones necesarias para abastecer la demanda en condiciones de contingencia analizada bajo un enfoque de resiliencia, debe someterse igualmente a la etapa de evaluación económica. En este sentido, en el caso particular de las obras del segmento de transmisión zonal, corresponde una evaluación basada en la metodología utilizada para el desarrollo de los análisis de seguridad. Dado lo anterior, para el caso en cuestión, y entendiendo que el análisis de resiliencia sugerido por la empresa, corresponde a suponer la ocurrencia de un aluvión que deje fuera de servicio la línea de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>afectados en caso de falla, ya que no existe actualmente la forma de abastecer la zona de Chañaral en caso de que se produzcan un nuevo aluvión, recordando que el último evento grave ocurrido dejó aproximadamente 150 horas sin suministro a la zona, además, estos eventos climáticos de acuerdo con los estudios realizados por la Universidad Católica se incrementarán en el futuro, debido al incremento de las lluvias en toda la región norte del país. Se requiere incrementar la resiliencia de la infraestructura eléctrica. El Reglamento de Planificación que actualmente se encuentra en su trámite en Contraloría, en el Párrafo IV “Etapa de Análisis de Resiliencia”, inciso tres del artículo 92, señala lo siguiente en relación con la metodología de evaluación de proyectos:</p> <p><i>“En particular, en esta etapa la Comisión analizará, mediante estudios eléctricos o de despacho económico, según corresponda, el comportamiento del Sistema Eléctrico frente a contingencias definidas en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión, considerando, al menos, desastres naturales tales como terremotos, maremotos y aluviones.”</i></p> <p>Consideramos que la pertinencia de este proyecto no debería evaluarse mediante una evaluación económica, sino que someterse a un “Análisis de Resiliencia”, análisis que involucre el efecto de desastres naturales que afecta directamente a la infraestructura eléctrica en esta zona, de modo que se determine adecuadamente el valor del proyecto.</p>		<p>transmisión única que alimenta la zona de Chañaral, esto fue considerado en el análisis de seguridad realizado, capturando los beneficios que entrega la obra propuesta para efectos de abastecer la demanda frente a la salida de servicio de la línea existente en las condiciones señaladas. Finalmente, es del caso señalar que se actualizó el análisis de seguridad (y, por ende, resiliencia) realizado, con motivo de la actualización de la proyección de demanda, no logrando cumplir los criterios para su incorporación al presente plan de expansión.</p>
20-16	<p>9.1 Proyectos no recomendados</p> <p>Tabla N°53 PE09 “Subestación Nueva Panimávida 220/66 kV”</p> <p>Página 216</p>	<p>Como parte de la etapa de promoción de proyectos por parte de las empresas interesadas, Transelec presentó el proyecto “Subestación Nueva Panimávida 220/66 kV” en beneficio de la seguridad de la zona. Topológicamente la subestación Panimávida es alimentada radialmente desde Linares, existiendo además el Tap Chacahuín y el Tap Putagan entre Linares y Panimávida. Por lo que, en caso de alguna falla, en la S/E Linares o en la línea que alimenta las tres localidades, no sólo queda sin abastecimiento el sector de Panimávida, sino que también las localidades de Chacahuín y Putagan.</p> <p>El motivo de No Recomendación planteado por la CNE para no incorporar la obra en el actual proceso de expansión es que no cumple con los criterios necesarios según el punto 6.4.3 del</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Subestación Nueva Panimávida 220/66 kV” en el Plan de Expansión 2020.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto fue reevaluado bajo los supuestos de demanda actualizados con motivo del ITF, utilizando la metodología para el desarrollo de los análisis de seguridad contenida en la RE 711, y no se justifica su inclusión en el presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>presente informe, es decir, un proyecto por seguridad no es admitido por no pasar una evaluación económica.</p> <p>Al respecto, Transelec considera que la metodología debería considerar como base un criterio de seguridad que permita el abastecimiento de la demanda regulada de la zona afectada, considerando en sus análisis las localidades de Chacahuín, Putagan y Panimávida, dejando a más de 37.000 clientes ante el riesgo de pérdida de suministro.</p>		
20-17	<p>9.1 Proyectos no recomendados N°53 “Nueva S/E Seccionadora Panguipulli” Página 216</p>	<p>Como parte de la etapa de promoción de proyectos por parte de las empresas interesadas, Transelec presentó el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Panguipulli” por motivos de dar seguridad de abastecimiento a clientes regulados de la localidad de Panguipulli. Topológicamente el Tap Panguipulli esta conectado a uno de los circuitos de la línea Los Lagos – Pullinque 66 kV, por lo que si ocurre una falla en la línea no es posible abastecer la demanda de la localidad de Panguipulli.</p> <p>Al respecto, Transelec considera relevante en la seguridad del sistema la incorporación de la nueva subestación seccionadora Panguipulli, y así dejar a mas de 17.600 clientes con seguridad en el abastecimiento de su demanda.</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Panguipulli” en el Plan de Expansión 2020.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>A pesar de que el proyecto no fue presentado como propuesta en el proceso en curso, éste fue evaluado bajo los supuestos de demanda actualizados con motivo del ITF, utilizando la metodología para el desarrollo de los análisis de seguridad contenida en la RE 711, y no se justifica su inclusión en el presente plan de expansión.</p>

ACERA AG

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
21-1	Sección 9.1, Tabla N°53, Fila N°47.	<p>Se indica que el proyecto "PE-03_Cambio Conductor 3x220 kV Algarrobal - Maitencillo" no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, sin embargo, la zona bajo estudio tiene un gran potencial fotovoltaico que permite bajar el CMg del sector. Esto se ve reflejado por el alto número de solicitudes de acceso abierto que han llegado al Coordinador Eléctrico Nacional:</p> <p>Conexiones declaradas Admisibles: Total de 1225 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> • PFV Ceibo – Eactiva – 280 MW • Desierto de Atacama – Copiapó Solar - 475 MW • FV Algarrobal – Grenergy – 200 MW • FV Miraflores – MRP – 270 MW <p>Conexiones Rechazadas (por falta de espacios): 1000 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> • FV Algarrobal – MRP – 250 MW • FV Las Cunas – FRV Services – 300 MW • Tabali Solar – Solarpack – 250 MW • Canto del agua Solar – Factor Energía – 200 MW. 	<p>Considerando lo anterior, si no se realiza el refuerzo en la zona se deja de aprovechar un gran nodo de inyección de energía barata, limpia y renovable. Favor reconsiderar.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los proyectos de generación que deben ser considerados para la elaboración de los escenarios de generación para la planificación de la transmisión se encuentran señalados en el numeral 4 del artículo 11° de la RE 711, los que corresponden exclusivamente a aquellos declarados en construcción, comprometidos en procesos de licitación de suministro a clientes regulados o libres, de modo que no corresponde la incorporación de proyectos adicionales que no cuentan con la certeza de su materialización.</p> <p>En todo caso, esta Comisión concuerda con lo planteado en la observación, en cuanto a que la zona entorno a la S/E Algarrobal constituye un punto de alto desarrollo de proyectos de generación, principalmente fotovoltaicos. De hecho, por este motivo es que se ha incorporado una obra de expansión en esa instalación, con el propósito de atender los requerimientos para la conexión de proyectos en la zona. En este sentido, esta Comisión considera prudente postergar el análisis de un proyecto de expansión adicional para la zona, de modo de contar con mejor información respecto del volumen efectivo de generación que se conectaría en la zona, y así poder evaluar una obra de expansión que se ajuste al desarrollo de esta.</p>

Celeo

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
22-1	4.-Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal, en la sección "Obras Nuevas".	<p>Durante el año 2020 un grupo de empresas silvioagropecuarias de la Región de Ñuble se acercaron a nuestra representada, solicitando la conexión al tramo de línea de que las subestaciones entre Nueva Cauquenes y Dichato. Una alternativa posible para lo anterior sería la construcción de una subestación seccionadora en dicho tramo, que en este caso debiera ser declarada como Obra Nueva.</p> <p>Esta obra no ha sido solicitada por parte de las empresas silvioagropecuarias como parte del artículo 102° de la LGSE, dado que esta obra no puede ser pagada por parte de las empresas silvioagropecuarias.</p> <p>Por otro lado, en la propuesta del Coordinador para el sistema de transmisión del año 2021 el Coordinador propone esta Obra Nueva. Específicamente, la instalación que propone es la "Nueva Subestación Seccionadora Itata", en el tramo de línea "Nueva Cauquenes-Dichato"(revisar la página 406 de este informe). Siendo así, el Coordinador estaría viendo la necesidad de esta obra para el sistema. Sin embargo, debido a que esta obra debiera entrar en operación al sistema lo más pronto posible, según lo señalado por las empresas. Por ello, si esta obra se considera para el Plan de Expansión 2021, se demoraría casi dos años más de lo que podría ser si se considera para el Plan de Expansión 2020. Dado lo anterior, se debiera considerar esta obra en el ITF del Plan de Expansión 2020 , puesto que existe una necesidad de parte de la demanda para el SEN, que está respaldada por el Coordinador.</p> <p>Se solicita incorporar en el informe la Obra Nueva "Subestación Seccionadora Itata 220 kV", según lo especificado en la Propuesta de Expansión del Coordinador para el año 2021.</p>	Se solicita incorporar en el informe la Obra Nueva "Subestación Seccionadora Itata 220 kV", según lo especificado en la Propuesta de Expansión del Coordinador para el año 2021. Esta obra debe ser agregada en "4.-Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal, en la sección "Obras Nuevas", en el Sistema E".	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El análisis realizado por esta Comisión muestra necesidades de expansión en la zona de emplazamiento de la obra en cuestión, las que son abordadas por otras obras incorporadas al presente plan de expansión, no encontrando motivos suficientes que permitan concluir la necesidad de incorporar una obra de mayor envergadura, como la sugerida en la observación, en el proceso de expansión en curso.</p>

Interchile

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
23-1	3.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E NOGALES 220 KV (IM), NUEVO PATIO 500 KV (IM) Y NUEVO TRANSFORMADOR (ATAT)	El proyecto se describe como una ampliación del sistema de 220 kV y suma un nuevo patio de 500 kV así como también un nuevo transformador de 500/220 kV. Dicha descripción que se incorpora en los párrafos 2 y 3 como "adicionalmente" son obras nuevas tal y como lo define el párrafo y el título del proyecto. El desarrollo de la ampliación de las barras en 220 kV es un proyecto que se puede ejecutar entre 18 a 24 meses y es totalmente independiente del otro equipamiento.	Se propone separar la obra de ampliación de Nogales 220 kV de las obras nuevas tal como lo indica el texto ya que no cumple con las características de una ampliación. Con esto se puede ajustar la temporalidad de cada proyecto según el alcance.	Se acoge parcialmente la observación. En atención a las observaciones recibidas, esta Comisión modificó la obra en cuestión en línea con lo solicitado por la empresa, incorporando estas modificaciones en los análisis desarrollados con motivo del ITF. Finalmente, en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.
23-2	3.2.2 NUEVA LÍNEA 2X500 KV NOGALES – NUEVA PAN DE AZÚCAR, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	Por favor confirmar que los plazos indicados de 48 meses son adicionales y aditivos al proceso de ley de franjas, toda vez que el área de ejecución de dicho proyecto tienen un alto nivel de conflictividad social y existen experiencias de varios transmisores donde los retrasos fueron muy elevados	confirmar y aclarar si el plazo es de ley de franjas está considerado. Revisar dentro de la evaluación de VAN en los diferentes escenarios, el impacto que tendría el proyecto ante el atraso de por lo menos un año en su ejecución	Se acoge parcialmente la observación. En atención a las observaciones recibidas, esta Comisión modificó la obra en cuestión en línea con lo solicitado por la empresa, incorporando estas modificaciones en los análisis desarrollados con motivo del ITF. Finalmente, en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.
23-3	3.2.2 NUEVA LÍNEA 2X500 KV NOGALES – NUEVA PAN DE AZÚCAR, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	confirmar la conveniencia y oportunidad de realizar solo el tendido de un circuito sencillo y si está dentro del alcance el incluir la servidumbre del segundo circuito o esto será adecuado y procesado dentro del alcance del segundo circuito	confirmar y aclarar	Se acoge la observación. Al respecto, se aclara que los análisis mostraron la conveniencia de tender únicamente un circuito de la línea. Asimismo, se aclara que la valorización supone la incorporación de la servidumbre asociada al tendido de los dos circuitos.
23-4	3.2.2 NUEVA LÍNEA 2X500 KV NOGALES – NUEVA PAN DE AZÚCAR, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	Dada la configuración y tipo de subestación que se tiene en Nueva Pan de Azúcar se solicita estudiar la posibilidad que los paños de línea sean construidos	Por el tipo de intervención de los equipos GIS se solicita incluir la ampliación del paño completo, al menos hasta los bujes de la GIS,	No se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa Interchile, en la que

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		y ampliados por el propietario dentro de la obra de ampliación.	incorporando los interruptores asociados a las barra para reducir los tiempos de intervención de este proyecto junto con el de la línea. Esto optimiza desconexiones en 500 kV, garantiza cumplimiento normativo sísmico, optimiza equipamiento de control y protecciones con un controlador de paño por propietario, entre otras cosas.	solicita estudiar la posibilidad de que los paños de línea sean construidos y ampliados por el propietario dentro de la obra de ampliación, esta Comisión aclara que la construcción de los paños forma parte del alcance del proyecto de nueva línea y, por lo tanto, dichos paños en los extremos de cada subestación de llegada serán de propiedad de la empresa que se adjudique la construcción y explotación del proyecto de nueva línea. De esta forma, es el adjudicatario del proyecto de línea el responsable de construir los paños respectivos y realizar las coordinaciones necesarias para dicha construcción. Finalmente, es del caso señalar que, en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.
23-5	3.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR 500 KV (IM)	Solicitamos confirmar si la ampliación de las barras de 550 KV de la subestación Nueva Pan de Azúcar incluye el interruptor de corte central como ha sido la característica en obras de ampliación de interruptor y medio, como por ejemplo las licitaciones en el Decreto supremo 373/2016. El ampliar este tipo de equipamiento requiere ampliar las fundaciones, extender las barras y las modificaciones necesarias para dar cumplimiento a los aspectos sísmicos de la GIS (fundación monolítica) y por lo tanto se solicita indicar cómo se ha considerado que se incluyan las fundaciones para los interruptores y equipamiento al interior de la subestación en la estimación de costos así como las pruebas que conlleva.	aclara alcance previsto y si no, corregir e incluir estimación adecuada tanto en plazo como en costo y en cantidad de equipos.	Se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa Interchile, en la que solicita confirmar si la ampliación de las barras de 550 KV de la subestación Nueva Pan de Azúcar incluye el interruptor de corte central, esta Comisión aclara que no se considera dicho equipamiento en la obra de ampliación de la subestación debido, en particular, a las dificultades que genera en la etapa de puesta en servicio de la obra, al no ser posible la energización del interruptor central que se instalaría. En todo caso, conviene señalar que, en atención a los resultados de los análisis,

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.
23-6	3.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR 500 KV (IM)	Previsión futura del segundo circuito Nogales - Nueva Pan de azúcar y ampliaciones por secciones.	se recomienda hacer la ampliación de dos posiciones de barra y de los equipos correspondientes a los paños de derivación y salida de línea de ambos circuitos de forma que se mantenga una integridad de los equipos y flexibilidad en el proceso de ampliación.	No se acoge la observación. Debido a la tecnología de la S/E Nueva Pan de Azúcar, así como el hecho de que no se visualiza en el mediano plazo la necesidad de completar el segundo circuito de la línea mencionada, es que esta Comisión no considera dentro del alcance de la obra de ampliación observada. Finalmente, conviene señalar que, en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.
23-7	3.1.1 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV ENCUESTRO – LAGUNAS, TRAMO NUEVA LAGUNAS – LAGUNA	En la estructura de costos del proyecto se debe considerar un porcentaje correspondiente al costo de la empresa por administrar y financiar el proyecto	Incluir el valor en la estimación.	No se acoge la observación. En relación a la observación presentada por la empresa Interchile, en la que solicita incluir el costo de administrar y financiar la obra de expansión en su valorización referencial, esta Comisión aclara que dichos costos ya se encuentran incluidos en la valorización de las obras de expansión dentro de los Costos Indirectos, en el ítem "Gastos Generales". En todo caso, debido a las modificaciones introducidas con motivo del ITF, esta obra fue excluida del presente plan de expansión.
23-8	3.1.11 NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN S/E ENTRE RÍOS (STATCOM AT)	considerar que por el tipo de equipamiento y diversidad tecnológica, esta obra no debería ser catalogada como ampliación y debería poder licitarse como una obra nueva	validar opción de abrir competencia y realizar proyecto bajo la modalidad de obra nueva	Ver respuesta a observación ID15-2.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
23-9	3.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR 500 KV (IM)	En la estructura de costos del proyecto se debe considerar un porcentaje correspondiente al costo de la empresa por administrar y financiar el proyecto	Incluir el valor en la estimación.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Interchile, en la que solicita incluir el costo de administrar y financiar la obra de expansión en su valorización referencial, esta Comisión aclara que dichos costos ya se encuentran incluidos en la valorización de las obras de expansión dentro de los Costos Indirectos, en el ítem "Gastos Generales".</p> <p>Conforme a lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones a las valorizaciones referenciales de las obras de expansión en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.</p>
23-10	9,1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS	Se solicita incluir las propuestas realizadas por Interchile al Plan 2020, considerando que las propuestas 9, 81 y 83 de la tabla de proyectos rechazados teniendo en cuenta que también fue recomendados por el Coordinador en el entendido de que se requiere un aumento de capacidad en ese tramo en un corto plazo con el objetivo de reducir los vertimientos que se proyectan a contar del año 2025. Sumando antecedentes actualmente el tramo ha registrado valores superiores a los 1.700 MVA	Los antecedentes se encuentran en: https://www.dropbox.com/sh/kw4bqxjl0x20qgg/AACA5BpnkosqALsVvP2EbS7Pa?dl=0	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los proyectos señalados, así como todos los presentados por los proponentes y el Coordinador en las respectivas etapas destinadas a dicho propósito, han sido evaluadas nuevamente en función de los cambios introducidos con motivo de las observaciones recibidas o la mera actualización de antecedentes. Finalmente, es del caso señalar que la observación no plantea antecedentes adicionales a los ya entregados por la empresa.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
23-11	10.1.1 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV ENCUESTRO – LAGUNAS, TRAMO NUEVA LAGUNAS – LAGUNAS	<p>En la propuesta el conductor recomendado es GROSBEAK, y por sus características tiene un peso por km similar. En este sentido, la propuesta actual es duplicar la carga en las estructuras que se encuentran en los 5 km para lo cual no estarían dimensionadas las estructuras ni las fundaciones actuales.</p> <p>Comparativamente los parámetros son: GROSBEAK peso: 1245 kg/km Corriente: 1620 A @200°C ACAR 900 MCM peso: 1257 kg/km Corriente: 790 A @75°C</p> <p>Las estructuras que se encuentran actualmente en la línea fueron diseñadas bajo las condiciones actuales que se requirieron por Decreto y los estudios.</p>	<p>Se debe considerar en los costos del proyecto la actividad de reforzar estructuras y cimentaciones del tramo indicado en el informe. Favor especificar que esta obra contempla labores de ampliación, la cual considera el desmontaje de los materiales anteriores y su disposición final.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Interchile, en la que solicita reforzar estructuras y cimentaciones del tramo de línea 2x220 kV Nueva Lagunas - Lagunas, resultante del seccionamiento de la línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas en S/E Nueva Lagunas, esta Comisión concuerda con la empresa en términos de considerar dichos refuerzos como necesarios pero, de acuerdo a nuevos análisis eléctrico y de factibilidad de la zona, se decide modificar el alcance del proyecto, por lo que la línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas ya no será parte de la obra. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
23-12	10.1.1 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV ENCUESTRO – LAGUNAS, TRAMO NUEVA LAGUNAS – LAGUNAS	<p>Subestación Lagunas tiene un equipamiento para las condiciones actuales requeridas por el Decreto de 290 MVA como máximo en condición permanente, información que se puede corroborar en la ingeniería del proyecto disponible en infotécnica. En el proyecto se está considerando llevar las instalaciones a 1000 MVA, lo que implica revisar los equipos existentes de la subestación tanto de Interchile y otros ya que dicho aumento implica por ejemplo al cambio de barras, refuerzo de pórticos y sus fundaciones, cambio de equipos como interruptores, desconectores, transformadores de corriente, trampas de ondas y o esquemas de diferenciales de barras, servicios auxiliares, y sin limitarse a ello.</p>	<p>Se solicita considerar la máxima capacidad del equipamiento existente y volver a evaluar la obra con el escenario propuesto y contemplar en la estimación del VI los refuerzos o reemplazos que sean necesarios en toda la subestación considerando los diferentes propietarios.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Interchile, en la que solicita considerar la máxima capacidad del equipamiento y contemplar los refuerzos o reemplazos que sean necesarios en S/E Lagunas, esta Comisión concuerda con la empresa en términos de considerar dichos refuerzos como necesarios pero, de acuerdo a nuevos análisis eléctrico y de factibilidad de la zona, se decide modificar el alcance del proyecto, por lo que realizar reemplazos y refuerzos en la S/E Lagunas ya no será</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				necesario. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.
23-13	3.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR 500 KV (IM	Dado que la obras 3.1.8 se encuentran ligadas a la obra nueva "Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito", en términos ambientales se consideran como proyectos individuales, esto dada la categorización de fraccionamiento que pudiera presentarse.	Evaluar la posibilidad de que la autoridad ambiental considere que existe fraccionamiento de proyecto, dado que una de ellas no puede operar sin las otras.	No se acoge la observación. Las obras corresponden a proyectos distintos. El análisis solicitado por la empresa respecto del eventual fraccionamiento ambiental, no se contempla en la metodología de la RE 711 mediante la cual la Comisión debe definir el plan de expansión de la transmisión, de modo que la petición excede el alcance del presente proceso.
23-14	3.1.1 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV ENCUESTRO – LAGUNAS, TRAMO NUEVA LAGUNAS – LAGUNAS	dado que la actividad está estrictamente ligadas a otras obras del presente documento "Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal" y "Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)", individualizadas en los numerales 3.2.1 y 3.1.3 del presente Informe, respectivamente. cómo se viabilizaran las obras dependientes dado el cronograma de operatividad de 48 meses	Se sugiere idear un cronograma de dependencia de las obras propuestas, dado que las entrada en servicio de la obra dependerá en estricto rigor de otras obras	No se acoge observación. En relación a la observación presentada por la empresa Interchile, en la que solicita idear un cronograma de dependencia de las obras propuestas, esta Comisión no acoge la observación toda vez que la coordinación en la construcción de las obras de expansión, una vez adjudicadas en su respectivo proceso de licitación, es deber y responsabilidad de el o los adjudicatarios, de manera de velar por la correcta ejecución de éstas. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2020 en lo que se refiere a la materia observada.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
23-15	3.1.1 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV ENCUESTRO – LAGUNAS, TRAMO NUEVA LAGUNAS – LAGUNAS	dado que la actividad está estrictamente ligadas a otras obras del presente documento “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” y “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)”, individualizadas en los numerales 3.2.1 y 3.1.3 del presente Informe, respectivamente. cómo se viabilizaran las obras dependientes dado el cronograma de operatividad de 48 meses	Evaluar la posibilidad de que la autoridad ambiental considere fraccionamiento de proyecto, dado que una de ellas no puede operar sin las otras	No se acoge la observación. Las obras corresponden a proyectos distintos. El análisis solicitado por la empresa respecto del eventual fraccionamiento ambiental, no se contempla en la metodología de la RE 711 mediate la cual la Comisión debe definir el plan de expansión de la transmisión, de modo que la petición excede el alcance del presente proceso.
23-16	3.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR 500 KV (IM)	dado que la actividad está estrictamente ligadas a otras obras del presente documento obras “Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)” y “Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito”, individualizadas en los numerales 3.1.10 y 3.2.2 del presente Informe, respectivamente. cómo se viabilizaran las obras dependientes dado el cronograma de operatividad de 48 meses	Se sugiere el idear un cronograma de dependencia de las obras propuestas, dado que las entrada en servicio de la obra dependerá en estricto rigor de otras obras	No se acoge observación. En relación a la observación presentada por la empresa Interchile, en la que solicita idear un cronograma de dependencia de las obras propuestas, esta Comisión no acoge la observación toda vez que la coordinación en la construcción de las obras de expansión, una vez adjudicadas en su respectivo proceso de licitación, es deber y responsabilidad de el o los adjudicatarios, de manera de velar por la correcta ejecución de éstas. Sin perjuicio de lo anterior, y en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.
23-17	4.2.1 NUEVA LÍNEA 2X220 KV DON GOYO – LA RUCA	El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses	Se sugiere ampliación del plazo, dado que la obra tiene implicancias de evaluación ambiental que en promedio son consideradas 2 años entre la elaboración de un documento (DIA, EIA) junto con la evaluación ambiental y obtención de	No se acoge observación. En relación a la observación presentada por la empresa Interchile, en la que solicita ampliar el plazo de construcción de la obra, esta Comisión no acoge la observación toda vez que el plazo es estándar para este tipo de proyectos,

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>permisos ambientales sectoriales mixtos, que muchas veces depende del tiempo de revisión de la autoridad</p>	<p>dada su magnitud y alcance, y por otro lado, no se tienen holguras en su puesta en servicio, debido a que la necesidad de abastecimiento de los suministros de la zona se requiere antes del año 2026.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
23-18	3.2.2 NUEVA LÍNEA 2X500 KV NOGALES – NUEVA PAN DE AZÚCAR, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	el presupuesto para servidumbre se podría considerar ajustado dada la zona de cultivos a la llegada de Nogales	se sugiere revisar nuevamente las estimaciones del presupuesto de servidumbre dado que el posible trazado recorre predios privados y algunos de carácter agrícola	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En atención a las observaciones recibidas respecto del valor de inversión referencial utilizado para la evaluación de la obra en cuestión, esta Comisión actualizó dicho valor con motivo del ITF. Sin perjuicio de lo anterior, y en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.</p>
23-19	3.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E NOGALES 220 KV (IM), NUEVO PATIO 500 KV (IM) Y NUEVO TRANSFORMADOR (ATAT)	Dada las características de esta obra física y técnica, no debería ser catalogada como obra de ampliación sino como obra nueva. Así por ejemplo el banco de autotransformadores en S/E Nueva Cardones, Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar, fue determinado como obra nueva, aun cuando se construyó dentro una obra de propiedad de Interchile y cuya definición cabía dentro de las obras de ampliación	El tratamiento debería ser el mismo que aquel determinado por el DS 373 y adjudicado a Interchile en el DS 9T, vale decir, una obra nueva.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En atención a las observaciones recibidas respecto de la obra en cuestión, así como los análisis desarrollados por esta Comisión, se ha modificado el alcance de ésta, modificando, a su vez, el tipo de obra.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y atención al resultado de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.</p>
23-20	3.1.1 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV ENCUENTRO – LAGUNAS,	Actualmente el proyecto que se propone ampliar es parte de una obra de ampliación consistente en el circuito 2 de la línea 2x220kV Encuentro - Lagunas, propiedad de Interchile S.A. Este activo, está sujeto	Favor aclarar cómo se va a recuperar la inversión del proyecto Encuentro - Lagunas, segundo circuito.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Interchile, en la que</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	TRAMO NUEVA LAGUNAS – LAGUNAS	a régimen de valorización tarifario de 4 años y en su horizonte de evaluación no se proyectó una obra en el corto plazo de estas características.	Volver a evaluar la necesidad de intervenir y modificar este tramo considerando los argumentos técnicos que indican que la subestación no está adecuada para recibir la potencia que indica el estudio tanto los paños de línea como las barras existentes.	solicita volver a evaluar la necesidad de intervenir y modificar la línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas considerando los argumentos técnicos que indican que la subestación Lagunas no está adecuada para recibir la potencia que indica, tanto los paños de línea como las barras existentes, esta Comisión concuerda con la empresa en términos de considerar la actual condición de la subestación por lo que, de acuerdo a nuevos análisis eléctrico y de factibilidad de la zona, se decide modificar el alcance del proyecto, ya no siendo necesario realizar reemplazos y refuerzos en la S/E Lagunas ni seccionar la línea mencionada. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada de acuerdo al nuevo alcance en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.

BHP

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
24-1	<p data-bbox="310 289 609 402">Punto 6.3.2. Proyección de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p data-bbox="310 435 609 636">A partir de la información detallada en el Anexo , archivo Excel “Demanda horaria 2019 – 2025 valores.xlsx”, se tabularon las demandas de Minera Escondida Limitada (MEL).</p>	<p data-bbox="630 289 1152 516">La proyección hecha por la CNE es incorrecta, ya que considera a partir de 2024 tasas de crecimiento siempre positivas. Además, las cifras de corto plazo tampoco se ajustan a las cifras Minera Escondida Limitada. Dado que este cliente representa un 7% del consumo nacional, se recomienda una mejor metodología de proyección. ver tabla en documento BHP)</p>	<p data-bbox="1173 289 1455 516">Punto 6.3.2. Se solicita corregir la demanda de Minera Escondida a los valores anuales indicados en la siguiente tabla: (ver tabla en documento BHP)</p>	<p data-bbox="1476 289 1896 604">Se acoge parcialmente la observación</p> <p data-bbox="1476 636 1896 893">Con motivo del ITF se modificará la demanda considerada en el proceso de planificación del año 2020, utilizando la información del proceso de previsión de demanda del año 2020, a diferencia de lo utilizado en el ITP, en donde usó la información del proceso de fijación del precio de nudo del segundo semestre del año 2020. Cabe mencionar que el informe de previsión de demanda 2020-2040 incorpora de manera más directa las demandas informadas por los clientes a través de las encuestas de proyección de demanda enviadas al CEN durante el año 2020, así como contar con información más actualizada respecto de la demanda real consumida durante el año 2020 a nivel del SEN.</p>
24-2	<p data-bbox="310 906 609 1019">Punto 6.3.2. Proyección de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p data-bbox="310 1052 609 1218">A partir de la información detallada en el Anexo , archivo Excel “Demanda horaria 2019 – 2025 valores.xlsx”, se tabularon las demandas de Minera SPENCE.</p>	<p data-bbox="630 906 1152 1071">La proyección hecha por la CNE es incorrecta ya que no considera el Proyecto Spence Growth Option (SGO), el cual ya está operativo. Dado que este cliente representa un 1% del consumo nacional, se recomienda actualizar su proyección. (ver tabla en documento BHP)</p>	<p data-bbox="1173 906 1455 1133">Punto 6.3.2. Se solicita corregir la demanda de Minera SPENCE a los valores anuales indicados en la siguiente tabla: (ver tabla en documento BHP)</p>	<p data-bbox="1476 906 1896 1221">Se acoge parcialmente la observación</p> <p data-bbox="1476 1253 1896 1386">Con motivo del ITF se modificará la demanda considerada en el proceso de planificación del año 2020, utilizando la información del proceso de previsión de demanda del año 2020, a diferencia de lo utilizado en el ITP, en donde usó la información del proceso de fijación del precio de nudo del segundo semestre del año 2020. Cabe mencionar que el informe de previsión de demanda 2020-2040 incorpora de manera más directa las demandas informadas por los clientes a través de las encuestas de proyección de demanda enviadas al CEN durante el año</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				2020, así como contar con información más actualizada respecto de la demanda real consumida durante el año 2020 a nivel del SEN.
24-3	<p>Punto 6.3.2. Proyección de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.</p>	<p>A partir del año 2024 la CNE utiliza las mismas tasas de crecimiento anual para los clientes libres Minera Escondida Limitada, Minera SPENCE.</p>	<p>Punto 6.3.2. Se solicita hacer unas proyecciones que tomen en cuenta las distintas realidades de estas compañías y sus proyecciones propias que reflejan de mejor manera sus futuros consumos de energía.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación</p> <p>Con motivo del ITF se modificará la demanda considerada en el proceso de planificación del año 2020, utilizando la información del proceso de previsión de demanda del año 2020, a diferencia de lo utilizado en el ITP, en donde usó la información del proceso de fijación del precio de nudo del segundo semestre del año 2020.</p> <p>Cabe mencionar que el informe de previsión de demanda 2020-2040 incorpora de manera más directa las demandas informadas por los clientes a través de las encuestas de proyección de demanda enviadas al CEN durante el año 2020, así como contar con información más actualizada respecto de la demanda real consumida durante el año 2020 a nivel del SEN.</p>

Consortio Eólico

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
25-1	<p>1.-S/E Seccionadora Buli. El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Buli, mediante el seccionamiento de las líneas 1x154 kV Parral – Monterrico y 1x66 kV Parral – Cocharcas, en el tramo San Carlos – Tap Ñiquén, con sus respectivos paños de línea y patios en 154 kV y 66 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 154/66 kV de 75 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 29 km al sur de la subestación Parral siguiendo el trazado de la línea 1x154 kV Parral – Monterrico, dentro de un radio de 3 km desde ese punto.</p>	<p>Actualmente Consorcio Eólico, se encuentra desarrollando el parque eólico San Nicolás se ubicará en la Región de Ñuble, a una distancia de 27 km de la ciudad de Chillán. El proyecto contempla inyectar una potencia de 100 MW al Sistema Eléctrico Nacional, mediante una subestación elevadora y una línea de transmisión a definir.</p> <p>Al respecto, el proyecto y considerando los terrenos de la zona, Consorcio Eólico se encuentra evaluando solicitar un seccionamiento de la línea 154 kV Monterrico - Parral a la altura de S/E San Carlos. Considerando la propuesta de seccionamiento realizada en el ITP, se solicita evaluar por parte de la CNE la factibilidad de trasladar la S/E Seccionadora Buli, aproximadamente 17 km. al sur de la posición actual.</p> <p>Consorcio Eólico realizó un estudio sistémico que permite observar que el impacto sistémico de ambas soluciones es similar, generando el mismo beneficio sistémico de descongestionar las líneas 66 kV Parral - San Gregorio, San Gregorio - San Carlos, el que se adjunta a la presente observación realizada.</p>	<p>1.-S/E Seccionadora Buli. El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Buli, mediante el seccionamiento de las líneas 1x154 kV Parral – Monterrico y 1x66 kV Parral – Cocharcas, en la S/E San Carlos, con sus respectivos paños de línea y patios en 154 kV y 66 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 154/66 kV de 75 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. La subestación se deberá emplazar en un radio de 3 km de la actual SE San Carlos, siguiendo el trazado de la línea 1x154 kV Parral – Monterrico.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Consorcio Eólico, en la que solicita modificar el numeral 4.2.5.1 del Sistema E, es decir la obra “Nueva S/E Seccionadora Buli”, mediante el traslado de la ubicación de la obra, esta Comisión no acoge lo solicitado en atención a que un desplazamiento al punto de referencia solicitado, aproximadamente 17 km al sur de la ubicación actual, ubicaría el proyecto al sur de la S/E San Carlos, lo cual no es compatible con las necesidades detectadas por esta Comisión, en términos del apoyo requerido al sistema de 66 kV de la zona, el cual debería darse entre las subestaciones San Gregorio y San Carlos. Asimismo, cabe mencionar que el proyecto contempla espacio para un patio de media tensión, en el entendido que, a largo plazo, podrá requerirse la instalación de algún transformador de retiro para el abastecimiento de la demanda de la zona, y la propuesta del promotor que dio origen al presente proyecto, dimensiona que dicha necesidad se da hacia el norte de la ubicación de referencia considerada actualmente.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>

ENGIE

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
26-1	3.1.6 Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)	<p>En el Informe Técnico Preliminar (ITP) se plantea la ampliación de la S/E Algarrobal por un total de 2 diagonales.</p> <p>Al respecto, informamos a la CNE que el día 11 de febrero de 2021, Engie Energía Chile a solicitud de El Sol de Vallenar, presentó al Coordinador Eléctrico Nacional una solicitud de ampliación, por medio del Artículo 102° de la LGSE, la cual contempla la construcción de media diagonal en la misma subestación.</p>	<p>Se solicita a la CNE que para la confección del Informe Técnico Definitivo y definición del alcance de esta obra, tenga a la vista la resolución del Coordinador Eléctrico Nacional respecto de la comentada solicitud de ampliación como obra urgente, de modo que ambas obras se complementen armónicamente.</p>	<p>Se acoge observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Engie, esta Comisión considerará la obra presentada mediante la aplicación del inciso segundo del artículo 102° de la LGSE.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión incorporará un condicionamiento a la obra "Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
26-2	6.3.4.2 Distribución del parque de generación	<p>En el ITP se indica que la CNE efectuó una distribución del parque de generación en las distintas barras del sistema, por cada EGPT, de acuerdo con los montos globales de generación por zona dispuestos en la PELP.</p> <p>Cabe señalar al respecto lo indicado en la Resolución Exenta N°711/2017, en el numeral 5 del Artículo 11°: "...Adicionalmente, se determinará la ubicación de las centrales de generación que se establezcan en los respectivos Escenarios Energéticos antes mencionados, mediante la distribución en las distintas barras del Sistema Eléctrico de acuerdo a la información disponible de los proyectos en estudio y criterios de factibilidad técnica y posible materialización, los montos globales de generación, incluyendo montos asociados a proyectos de medios de generación distribuida conectados en las propias barras de media tensión". (El subrayado es nuestro).</p> <p>Según lo señalado en el párrafo anterior, la CNE puede distribuir el parque de generación futuro en barras distintas a las presentadas en los EGPT de la PELP y sus actualizaciones anuales. Para ello, la CNE puede, entre otros,</p>	<p>Se solicita considerar en la modelación de la expansión del parque de generación, su distribución geográfica en las barras del sistema en las cuales diversos desarrolladores han presentado al CEN la solicitud de puntos de conexión. Esto, en atención a lo dispuesto en Resolución Exenta N°711/2017 en el numeral 5 del Artículo 11°: Específicamente, se solicita modificar la ubicación de los</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se revisó nuevamente la distribución del parque generador en cuanto a sus puntos de conexión, en base a los mejores antecedentes que se tienen respecto de las solicitudes ingresadas al Coordinador en el marco de la gestión del Acceso Abierto al SEN. Sin embargo, no resulta atendible la solicitud en cuanto a ubicar centrales en puntos de conexión</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>usar la información de proyectos en desarrollo informados por las empresas de generación.</p> <p>En atención a lo anterior, además de la información que acompaña la justificación de los proyectos de las líneas de transmisión, presentadas a la CNE en las fichas descriptivas enviadas el 27 de mayo de 2020, el día 17 de diciembre de 2020 Engie Energía Chile envió vía mail su respuesta a consulta realizada por la CNE en el oficio CNE OF. ORD: N°711, de fecha 19 de octubre de 2020, respecto a las principales características y estado de avance de los proyectos de generación aún no declarados en construcción.</p> <p>En particular, se informó a la CNE de las principales características y fechas de construcción y conexión de los proyectos de EECL en la zona cercana a las S/E Roncacho y S/E Nueva Chuquicamanta.</p> <p>Al revisar la modelación de los EGPT y la distribución por barra de las unidades de generación del plan de generación en OSE 2000, se verifica que la CNE no consideró los puntos de conexión informados para el desarrollo de los proyectos de Engie Energía Chile. Dichos puntos de conexión también son de interés para otros desarrolladores según a lo publicado por el CEN respecto a la solicitud de puntos de conexión. En efecto, en el caso la zona norte del SEN, la expansión de la generación en la modelación en OSE 2000, corresponde al desarrollo de proyectos de energía renovable concentrados en tan sólo en cuatro barras del sistema (Parinacota, Lagunas, Nueva Zaldivar y Kimal) pese a la evidencia de su mayor granularidad. Esto revela que CNE no utilizó la facultad de adecuar la ubicación geográfica de futuros proyectos de generación, según lo establecido en la Resolución Exenta N°711/2017, en conformidad a “la información disponible de los proyectos en estudio y criterios de factibilidad técnica y posible materialización”.</p> <p>En particular, al revisar los anexos del ITP, se evidencia un vacío de información de proyectos de generación a mediano plazo, que no se cubre ni con la declaración de proyectos en construcción ni con la expansión genérica de la PELP.</p> <p>Se observa desde los datos de entrada del OSE 2000 (archivo “CenPasPar_EoI_SING_2020_Actualizacion.csv”), que entre el año 2022 al año 2026, en las barras de la zona Norte del SEN, sólo se considera la expansión de unos 1.700 MW de proyectos solares y eólicos. Estos corresponden principalmente a proyectos comprometidos en licitaciones de contrato de suministro a clientes regulados, sin considerarse otros</p>	<p>proyectos futuros de generación de la zona Norte del SEN, evaluando su conexión en las S/E Roncacho, S/E Calama y S/E Nueva Chuquicamata, en atención a la respuesta enviada por Engie Energía Chile al oficio CNE OF. ORD: N°711, de fecha 19 de octubre de 2020.</p>	<p>específicos de manera preferencial.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		proyectos con grados de desarrollo relevantes, como se puede apreciar en los respaldos de las solicitudes de conexión al CEN.		
26-3	6.3.3 Plan de Obras de Generación y Transmisión y 6.3.4 Escenarios de la Planificación de la Transmisión	<p>En las secciones 6.3 y 6.4 la CNE expone los supuestos considerados para la modelación de la expansión del parque de generación considerado para la evaluación de las obras de transmisión propuestas. En particular, la CNE considera exclusivamente tres tipos de nuevos proyectos de generación en su modelación en OSE 2000: (i) Proyectos Declarados en Construcción; (ii) Proyectos de generación comprometidos y; (iii) Los proyectos incluidos en los cinco Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT) provenientes de la PELP 2018-2022 y su informe de actualización del 2020 (IAA 2020).</p> <p>Si bien la Resolución Exenta N°711 en su Artículo 11° indica que: “...la Comisión deberá considerar, al menos, los siguientes antecedentes” (el subrayado es nuestro), en referencia a los antecedentes a considerar en sus análisis y, en particular, las fuentes de información para la expansión del parque de generación (numerales 4) y 5)), la CNE cuenta con las atribuciones para considerar sus propios criterios a partir de la información proporcionada por empresas desarrolladoras y la información disponible por el CEN, tanto en su propio informe de recomendación para la expansión de la transmisión como en las solicitudes de puntos de conexión.</p> <p>Si bien existe un potencial de futuros proyectos de generación, reflejado en las solicitudes de puntos de conexión presentadas al CEN, dichos proyectos poseen diferentes grados de certidumbre respecto a su materialización efectiva (por ejemplo, por la obtención de todos los permisos sectoriales requeridos y la disponibilidad de terreno de emplazamiento de los proyectos). Al respecto, no existe impedimento para que la CNE evalúe la inclusión de un subconjunto de dichos proyectos, en complemento de la información mínima que indica la Resolución Exenta N°711, para la selección del parque de generación futuro incluido en el ejercicio de planificación, con los criterios de selectividad que considere adecuados la CNE respecto del potencial completo de proyectos de generación incluidos en las solicitudes de puntos de conexión presentadas al CEN.</p> <p>En particular, con la inclusión únicamente de los proyectos genéricos de los EGPT de la PELP, la modelación efectuada en OSE 2000 muestra una discontinuidad respecto al tren de inversiones de generación esperable</p>	Se propone a la CNE que incluya un criterio de selección para incluir en su modelación del plan de obra de generación a los proyectos que se encuentren en una etapa avanzada de desarrollo, considerando como información, entre otros, el informe de autorización del CEN. Lo anterior, en atención a la potestad de la CNE de incluir antecedentes y criterios adicionales que complementen o ajusten la información señalada en la Resolución Exenta N°711 en su Artículo 11°.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Lo solicitado excede el alcance de lo realizable en la instancia de elaboración del ITF. Por otro lado, la implementación de un criterio particular para la incorporación en los escenarios de generación de proyectos que no cuenten con elementos que aseguren su materialización, requiere de un proceso de validación mínimo, tal como esta instancia de observaciones, de modo que se tendrá en cuenta para el próximo proceso de expansión. En todo caso, es pertinente señalar que el hecho de que se produzca la discontinuidad entre los desarrollos de proyectos de generación particulares y los proyectos indicativos que entrega el IAA de la PELP, da cuenta de un desarrollo de proyectos que se alejan del equilibrio económico proyectado por el modelo de optimización de inversiones, de modo que no es directo que el plan de expansión deba</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>para los próximos cinco años, de acuerdo a la materialización creciente de proyectos de energía renovable.</p> <p>Específicamente, la CNE en el periodo 2022 al 2025 sólo considera una cantidad acotada de nuevos proyectos de generación (sólo los comprometidos en procesos de contratos de suministro), desconociendo el volumen de proyectos que están en etapas avanzadas de desarrollo. Cabe señalar la respuesta de Engie Energía Chile a las consultas sobre plazos relevantes de sus proyectos de generación efectuadas por la CNE en el oficio CNE OF. ORD: N°711, de fecha 19 de octubre de 2020.</p> <p>Al no considerar un criterio para seleccionar e incluir en su modelación del plan de obra de generación a los proyectos en desarrollo avanzado (por ejemplo, con RCA tramitada, terrenos disponibles y gestión de punto de conexión con el CEN), no se ha incluido vía plan de expansión de la transmisión las soluciones de infraestructura necesarias para la conexión de futuros proyectos de Engie Energía Chile, específicamente, para la conexión de los proyectos Pampa Camarones II y Vientos del Loa Otro punto importante a señalar es la necesidad que la expansión de la transmisión incluya la información proveniente de los resultados de licitaciones de terreno para instalación de proyectos renovables, llevada a cabo por el Ministerio de Bienes Nacionales. La adjudicación de terrenos por parte del Estado, para el desarrollo de proyectos renovables, da una señal importante respecto al grado de posibilidad de materialización efectiva de un proyecto. Dicho proceso, respecto a las empresas que se adjudicaron los proyectos, los plazos involucrados para sus desarrollos y los compromisos adquiridos al cerrar la adjudicación, no están siendo considerados para la evaluación de futuros proyectos y la solución de conexión al sistema de transmisión requerida. De esta forma, se produce una falta de coordinación entre entidades estatales, respecto a la necesidad de certeza para los desarrolladores de contar a tiempo con las obras de transmisión necesarias.</p>		<p>hacerse cargo de este desajuste, más aún cuando no existe certeza respecto de la materialización de los proyectos que lo producirían.</p>
26-4	7.2. Proyectos de Expansión por Seguridad y Calidad de Servicio	<p>Actualmente la zona de la S/E Calama (220 kV y 110 kV) posee 546 MW de proyectos de generación, ya sea en etapa de operación o de construcción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • PMGD PFV Paine (Ex Parque FV San Juan 2), 9MW • PMGD FV Quetena, 9MW • Parque Eólico Calama, 150 MW • PV Usya, 51 MW 	Incluir dentro del análisis de proyectos para garantizar la seguridad del sistema a la propuesta de línea de transmisión 220 kV	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto es reevaluado las condiciones señaladas en la RE 711, considerando las respectivas actualizaciones realizadas a los antecedentes de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<ul style="list-style-type: none"> • PV Azabache, 59 MW • PE Valle de los Vientos, 90 MW • PV San Pedro I, 106 MW • PV Solar Jama, 54 MW <p>Adicionalmente, según el registro de Solicitudes de Aprobación de Conexión del Departamento de Acceso Abierto (Gerencia de Planificación y Desarrollo de Red) del CEN, actualizado el 30 de septiembre de 2020, existen las siguientes solicitudes de conexión en S/E Calama para un total de 282 MW de generación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • PE Vientos del Loa, 184,8 MW (Proyecto de Engie Energía Chile, el cual cuenta con RCA) • PF Katana del Verano Solar, 80MW • PMG Pangui, 9 MW • PMG Wallkon, 9 MW <p>La energía a ser producida por los proyectos en operación, en construcción más los otros que se conectarán en la zona cerca a la S/E Calama y a la S/E Nueva Chuquicamata, debe ser evacuada por la única línea que comunica Calama con el SEN: La línea 1x220 kV Calama – Salar, de capacidad 229 MVA. Esto puede significar que, hasta el momento de la llegada del segundo circuito de la nueva línea 2x220 kV Calama – Nueva Chuquicamata, existirá vertimiento de energía dada la operación en condición N-1 de las líneas 1x220 kV Calama – Salar y 1x220kV Calama - Nueva Chuquicamata.</p> <p>Para resolver esta restricción operacional, que lleva a vertimiento de energía permanente, se encuentra actualmente en implementación (proyecto NUP 2240) un esquema de desconexión automático de generación en la zona de Calama, el cual permite aumentar las transferencias por las líneas de transmisión 1x220kV Calama – Salar y 1x220kV Calama - Nueva Chuquicamata, con topología de red en condición N, desconectando la mínima generación necesaria ante sobrecargas por contingencias.</p> <p>Dada la alta generación renovable a conectarse en el corto plazo en la zona de Calama y al bajo consumo local, se esperan elevadas transferencias de energía en escenarios diurnos por estas líneas, las que superarán los criterios de seguridad por transferencias máximas, debido a la limitación por la línea 1x220 kV Calama – Salar.</p>	Kimal – Nueva Chuquicamata.	demanda y parque generador, con motivo de las observaciones recibidas, y se concluye que el proyecto no debe incorporarse en el presente plan de expansión.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Tal situación de vertimiento de energía sumado al requerimiento de seguridad del sistema (considerando que las futuras expansiones del SEN hacia la S/E Calama dependen de las futuras líneas que la conecten con la S/E Kimal), es que se propone la incorporación de una nueva línea 220kV Kimal – Nueva Chuquicamata. Esta obra actuaría en respaldo a las líneas existentes y futuras, y además, permitiría eliminar el vertimiento de energía renovable de la zona, en complemento a la solución de automatismo (EDAG) llevado por privados.</p>		
26-5	9.1 Proyectos Recomendados No	<p>Respecto a la ampliación de la S/E Crucero, cuya expansión fue recomendada por la CEN, pero no fue incluida en el ITP, se señala que “si bien se constata el aporte del proyecto en los términos indicados en la propuesta, debido principalmente a su alto costo, se determina que no resulta pertinente su incorporación al presente Plan de Expansión. Lo anterior, ya que el costo del proyecto es comparable al desarrollo de una nueva subestación con un estándar interruptor y medio, el que resulta más eficiente, en términos técnicos y económicos, en su desarrollo, ejecución y posterior ampliación, mejorando las condiciones para su uso por parte de futuros interesados en conectarse a dicho punto”</p> <p>Al respecto, queremos indicar que, actualmente, la S/E Crucero ya cuenta con 5 solicitudes de conexión mediante SASC:</p> <p>[PRESENTA TABLA]</p> <p>La construcción de una nueva subestación impactaría a estos proyectos llevándolos a modificar su punto de conexión, lo que sin duda sería un perjuicio para ellos.</p> <p>Lo anterior, sumado al hecho que modificar una subestación que se encuentra en un territorio ya intervenido ambientalmente, evitando de esta forma incurrir en nuevos trámites de permisos y evaluaciones ambientales, acuerdos de servidumbre, etc., nos hace concluir que la ampliación de la actual S/E Crucero presenta la mejor alternativa para el sistema de transmisión nacional.</p>	<p>Se solicita a la CNE incorporar al Informe Técnico Definitivo la ampliación de la S/E Crucero, conforme a la descripción y alcance que propuso el Coordinador Eléctrico Nacional en su “Propuesta de Expansión de la Transmisión al Sistema Eléctrico Nacional 2020”, presentada a la CNE en fecha 22 de enero de 2020.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>No se presentan antecedentes adicionales a los recibidos con motivo de la etapa de presentación de propuestas, de modo que esta Comisión mantiene la conclusión del ITP respecto al proyecto observado. Por otra parte, en relación a la afirmación de que aquellos proyectos que han presentado SASC al Coordinador para concretar su conexión en la S/E Crucero se verían obligados a modificar su punto de conexión, esta Comisión entiende que la aprobación de dichas solicitudes no depende de la incorporación de esta obra en el presente plan de expansión. Y, si fuese el caso, lo anterior tampoco constituiría argumento suficiente para su incorporación al ITF, en particular debido a lo</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				indicado por esta Comisión con motivo de la exclusión de la obra del ITP.

Coordinador Eléctrico Nacional

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
27-1	Aumento de Capacidad Línea 2X220 kV Encuentro – Lagunas, tramo Nueva Lagunas – lagunas	<p>- En el informe no es posible distinguir si es conductor de alta T°, o si considera conductor convencional, el cual debería ser al menos en dos conductores por fase.</p> <p>- Se solicita indicar si con esta obra se están atendiendo las sobretensiones observadas en los escenarios de baja demanda indicados en la propuesta "Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVar (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)" del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 del Coordinador.</p> <p>- Es importante destacar que la zona actualmente presenta problemas de sobretensión, requiriendo en la actualidad la desconexión de un circuito de las líneas 220 kV Encuentro-Lagunas y 500 kV Kimal-Los Changos, por lo cual se considera pertinente incorporar una solución de mediano plazo como la instalación de un SVC, como propone el Coordinador.</p>	<p>Sección 3.1.1: Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Con relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita indicar en el informe que tipo de conductor y la cantidad de conductores por fase que utiliza en su ejecución, esta Comisión aclara que en el anexo de ingeniería conceptual de la obra si se indica el conductor que consideró esta Comisión para efectos de la valorización referencial, pero no se indica la cantidad de conductores por fase.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará el anexo de ingeniería conceptual de la obra mencionada incorporando la cantidad de conductores por fase en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p> <p>En relación a lo indicado respecto de los niveles de tensión que se presentan en la zona, particularmente en la S/E Lagunas, esta Comisión concuerda con el Coordinador en términos de la necesidad de un equipo de compensación en dicha subestación.</p> <p>Conforme a lo expresado anteriormente, esta Comisión incorpora la obra "Reemplazo de Equipo de Compensación en S/E Lagunas 220 kV (RCER AT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
27-2	Aumento de Capacidad Línea 2X220 kV Encuentro – Kimal	<p>- En el informe no es posible distinguir si es conductor de alta T°, o si considera conductor convencional, el cual debería ser al menos en dos conductores por fase.</p>	<p>Sección 3.1.2: Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Kimal</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita indicar en</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>- Se solicita indicar si con esta obra se están atendiendo las sobretensiones observadas en los escenarios de baja demanda indicados en la propuesta "Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)" del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 del Coordinador.</p> <p>- Es importante destacar que la zona actualmente presenta problemas de sobretensión, requiriendo en la actualidad la desconexión de un circuito de las líneas 220 kV Encuentro-Lagunas y 500 kV Kimal-Los Changos, por lo cual se considera pertinente incorporar una solución de mediano plazo como la instalación de un SVC, como propone el Coordinador.</p>	<p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>el informe que tipo de conductor y la cantidad de conductores por fase que utiliza en su ejecución, esta Comisión aclara que en el anexo de ingeniería conceptual de la obra si se indica el conductor que consideró esta Comisión para efectos de la valorización referencial, pero no se indica la cantidad de conductores por fase.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará el anexo de ingeniería conceptual de la obra mencionada incorporando la cantidad de conductores por fase en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p> <p>En relación a lo indicado respecto de los niveles de tensión que se presentan en la zona, particularmente en la S/E Lagunas, esta Comisión concuerda con el Coordinador en términos de la necesidad de un equipo de compensación en dicha subestación.</p> <p>Conforme a lo expresado anteriormente, esta Comisión incorpora la obra "Reemplazo de Equipo de Compensación en S/E Lagunas 220 kV (RCER AT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
27-3	Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)	<p>- Incluir de manera explícita en el informe que, producto del refuerzo de la obra "Aumento de Capacidad Línea 2X220 kV Encuentro – Kimal", se deben reemplazar equipos en el patio 220 kV de la S/E Kimal.</p> <p>- Se solicita indicar si con esta obra se están atendiendo las sobretensiones observadas en los escenarios de baja demanda indicados en la</p>	<p>Sección 3.1.3: Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita indicar de manera explícita en el informe que, producto del refuerzo de la obra "Aumento de Capacidad Línea 2X220 kV Encuentro – Kimal", se deben reemplazar equipos en el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>propuesta "Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)" del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 del Coordinador.</p> <p>- Es importante destacar que la zona actualmente presenta problemas de sobretensión, requiriendo en la actualidad la desconexión de un circuito de la línea 220 kV Encuentro-Lagunas y 500 kV Kimal-Los Chagos, por lo cual se considera pertinente incorporar una solución de mediano plazo como la instalación de un SVC, como propone el Coordinador.</p>		<p>patio 220 kV de la S/E Kimal, esta Comisión aclara que en la descripción de la obra, segundo párrafo, sí se indica que el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento asociado a esta obra que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la descripción de la obra de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p> <p>En relación a lo indicado respecto de los niveles de tensión que se presentan en la zona, particularmente en la S/E Lagunas, esta Comisión concuerda con el Coordinador en términos de la necesidad de un equipo de compensación en dicha subestación.</p> <p>Conforme a lo expresado anteriormente, esta Comisión incorpora la obra "Reemplazo de Equipo de Compensación en S/E Lagunas 220 kV (RCER AT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
27-4	Aumento de Capacidad Línea 2X220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai	Se solicita distinguir si es conductor de alta T°, o si considera conductor convencional, el cual debería ser al menos en dos conductores por fase.	<p>Sección: 3.1.4 Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador en la que solicita distinguir si el conductor considerado en la obra "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Nueva Zaldívar-Likanantai" es de alta temperatura, o si considera conductor convencional, esta Comisión aclara que la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>selección del conductor es de responsabilidad de la empresa que se adjudique la ejecución de esta obra de ampliación en el proceso de licitación correspondiente, de forma tal de cumplir los objetivos solicitados para el proyecto junto con la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión aclara que para efectos de la valorización referencial del proyecto se consideró la utilización de un conductor de alta temperatura según se establece en la ingeniería conceptual de la obra en la sección 10.1.4. del informe.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2020 en lo que se refiere a la materia observada.</p>
27-5	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	<p>La S/E Parinas 500 kV contemplaba originalmente 5 posiciones disponibles (incluyendo la semidiagonal libre del banco de reactores), las cuales han sido solicitadas y declaradas admisibles por el Coordinador.</p> <p>El nuevo autotransformador contempla el uso de la semidiagonal asociada al banco de reactores N°1, la cual ya se encuentra solicitada.</p>	<p>Sección: 3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra, párrafo 3.</p> <p>Se solicita incorporar al proyecto de ampliación de S/E Parinas una nueva diagonal en 500 kV para la conexión del nuevo autotransformador.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador en la que se solicita incorporar a la descripción de la obra una nueva media diagonal en 500 kV para la conexión del nuevo banco de autotransformadores, esta Comisión concuerda con lo indicado en la observación e incluirá dentro de la descripción del proyecto la obra solicitada.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra "Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)" junto con su valorización e incorporará este alcance en</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020
27-6	Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) Y Seccionamiento Línea 2X220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada	No nos fue posible identificar, que en la descripción del alcance de la obra se contemple la compra de terreno.	Sección: 10.1.7.3 Factibilidad técnica Incorporar párrafo que haga referencia a la compra de terreno.	No se acoge la observación. En relación a la observación presentada por el Coordinador en la que se solicita incorporar a la descripción de la obra un párrafo que haga referencia a la compra de terreno, esta Comisión señala que dicho alcance podrá ser incorporado en las respectivas Bases de Licitación elaboradas por el Coordinador, en caso de ser necesario, en el momento de efectuarse el proceso de licitación de la obra. Adicionalmente, esta Comisión aclara que dicho costo se encuentra considerado en la valorización de la obra en el ítem "Servidumbres y terrenos". Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2020 en lo que se refiere a la materia observada.
27-7	Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM)	No se menciona en la descripción del alcance de la obra: "Adecuación de terreno y extensión de plataforma e instalaciones comunes para permitir la instalación de los equipos de compensación serie y reactores de línea asociados a la media diagonal del tendido del primer circuito de la nueva línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar"	Sección: 10.1.8 Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM). Incorporar alcance descrito en observación.	Se acoge la observación. En relación a la observación presentada por el Coordinador en la que se solicita incorporar a la descripción de la obra la ampliación de plataforma e instalaciones comunes para permitir la instalación de los equipos de compensación serie y reactores de línea, esta Comisión concuerda con lo indicado en la observación e incluirá dentro de la descripción del proyecto la obra solicitada. Sin embargo, se aclara que dicho alcance fue tomado en cuenta en la

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>valorización e ingeniería conceptual desarrollados para el proyecto.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.</p>
27-8	Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)	<p>Indicar si los aumentos de demanda corresponden a los informados por Punta del Cobre S.A. y si la condición operativa considerada en la obra del ITD 2018 "Aumento de Capacidad Línea 1X110 KV Choapa – Illapel" se mantiene.</p> <p>No se menciona en la descripción del alcance de la obra la compra de terreno. Obra sujeta a Ampliación en el DE 171 de 2020, donde ya se debe comprar terreno.</p>	<p>Sección: 3.1.9 Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT).</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a la consideración de la demanda de Punta del Cobre S.A., se aclara que ésta fue considerada dentro del análisis, pero no corresponde a la justificación de la necesidad de la obra, por cuanto el análisis de suficiencia consideró únicamente el crecimiento vegetativo. Dicho análisis arrojó como conclusión que sin la demanda de Pucobre, los flujos por las líneas en cuestión superaban el 100% al año 2026.</p> <p>No obstante lo anterior, el dimensionamiento del proyecto sí consideró la demanda de Punta del Cobre, dado que su conexión es una posibilidad y se espera que el proyecto incorporado posea la capacidad suficiente para absorber el requerimiento en caso de materializarse.</p> <p>Respecto del proyecto ITD 2018 "Aumento de Capacidad Línea 1X110 KV Choapa – Illapel", este quedó condicionado a la declaración en construcción del proyecto "Subestación seccionadora línea Ovalle - Illapel 1x110 kV", autorizado en virtud del inciso segundo del artículo 102° de la LGSE, el cual finalmente no se materializó, por lo que el proyecto en cuestión no se ejecutará.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>En relación a las consideraciones operativas utilizadas para el desarrollo de los análisis, en particular respecto a la demanda de Punta del Cobre S.A, como a la condición de la línea Choapa - Illapel, éstas se encuentran detalladas en el cuerpo del IT, específicamente en el capítulo 7.</p> <p>Finalmente, respecto de la segunda observación, en el numeral 10.1.9.2 Instalaciones a realizar, se enumera en las actividades a realizar, la compra de terreno para llevar a cabo la ejecución de la obra. De igual manera se considera en el capítulo 8 de Valorización de las Obras de Expansión.</p>
27-9	Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) Y Nuevo Transformador (ATAT)	<p>Dada la envergadura del proyecto, se propone que el nuevo patio de 500 kV sea construido en una nueva S/E y se considere un enlace en 220 kV a S/E Nogales. Desde la perspectiva del proceso de licitación, incorporar lo indicado en el párrafo anterior generaría mayor competencia para la adjudicación del proyecto. Adicionalmente, esta alternativa permitiría desarrollar el proyecto en tecnología AIS y/o GIS, como lo indica el informe y así mismo se puede evitar especulaciones respecto al terreno aledaño a S/E Nogales que debe comprar.</p> <p>Por otro lado, no se menciona en la descripción que; el Patio de 500 kV deberá considerar espacio para la instalación del equipo de compensación serie y banco de reactores asociados a la "Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito"</p>	<p>Sección: 10.1.10 Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT).</p> <p>Incorporar observaciones realizadas</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En atención a las observaciones recibidas respecto de la obra en cuestión, así como los análisis desarrollados por esta Comisión, se ha modificado el alcance de ésta, modificando, a su vez, el tipo de obra que representa.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.</p>
27-10	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	El análisis de demanda mínima coincidente desarrollado se realiza para un único despacho de generación en la zona, con lo cual se pierde de vista	Sección: 3.1.11 Nuevo Equipo de Compensación	Se acoge parcialmente la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>las distintas condiciones operativas en la zona. Se recomienda realizar análisis considerando una mayor diversidad de escenarios de generación.</p>	<p>Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT).</p> <p>Incluir más escenarios en el análisis de estudio. Lo anterior permitirá dimensionar de forma eficaz el STATCOM propuesto.</p>	<p>El análisis presentado con motivo del ITP es complementado con otros elementos de prueba que permiten reforzar la necesidad de contar con la obra de expansión observada.</p> <p>En todo caso, el despacho de generación utilizado para obtener los resultados ya expuestos, no representa un elemento crítico desde el punto de vista del fenómeno analizado, a diferencia de la magnitud de los flujos de potencia por las líneas de transmisión que conectan a la S/E Ancoa, los que producen un efecto al alza en las tensiones de dicha instalación en la medida que se encuentran por debajo de los 1500 MW, aproximadamente.</p>
27-11	<p>Tendido Segundo Circuito Línea 2X220 kV Charrúa – Lagunillas, con Seccionamiento en S/E Hualqui</p>	<p>- Se solicita explicitar a qué sección de barra será la conexión del nuevo circuito.</p>	<p>Sección: 3.1.12 Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui.</p> <p>Incorporar en la descripción de la obra, las secciones de barra de las subestaciones que se encuentran involucradas en el proyecto.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Adicionalmente, es conveniente señalar que, en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.</p>
27-12	<p>Aumento de Capacidad Línea 1X220 kV Charrúa – Hualpén, tramo Concepción - Hualpén</p>	<p>Explicitar si en el análisis presentado, el proyecto considera la construcción de la obra nueva del DE 418 de 2017 que actualmente está en licitación, El Trébol, que secciona la línea de referencia.</p> <p>Dado lo anterior, se solicita condicionar la obra a la adjudicación de la nueva obra Subestación El Trébol y</p>	<p>Sección: 3.1.13 Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción – Hualpén-</p> <p>Condicionar el alcance de la obra a la adjudicación de la obra El Trébol,</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se realizó una revisión del alcance de ambas obras de expansión, de modo tal que eventual materialización conjunta no represente incompatibilidades de diseño.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		que incorpore el aumento de capacidad de los equipos serie de la nueva subestación.	incorporando el aumento de capacidad de los equipos serie de la nueva subestación.	
27-13	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT)	<p>- De acuerdo a los antecedentes de que dispone el Coordinador, en S/E Nueva Ancud existe media diagonal disponible que sería compartida con el Parque Eólico Ancud. El objetivo de esta modificación es hacer un uso eficiente de las instalaciones disponibles.</p> <p>- El análisis de demanda mínima coincidente desarrollado se realiza para un único despacho de generación en la zona, lo cual pierde de vista distintas condiciones operativas en la zona. Se recomienda realizar análisis considerando una mayor diversidad de escenarios de generación.</p>	<p>Sección: 3.1.14 Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT).</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, en la que solicita incorporar en el análisis la observación respecto de la posición de la obra en la subestación Nueva Ancud, esta Comisión indica que no se han detectado inconvenientes con la posición propuesta actualmente tal como indica la carta DE00849-21 de 23 de febrero de 2021 del Coordinador Eléctrico Nacional. Adicionalmente, la posición sugerida en la observación, esto es completando la media diagonal asociada al PE Ancud, actualmente sí posee solicitudes de acceso abierto en tramitación (PE La Pincoya), según lo indica la carta antes señalada. Finalmente, cabe señalar que la posición considerada actualmente corresponde a la complementaria al proyecto en licitación "Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé" del Decreto N° 171 de 2020, del Ministerio de Energía, al cual se encuentra condicionada la adjudicación de la presente obra, con lo cual se resguarda el uso eficiente de las instalaciones disponibles.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>En relación al análisis de demanda mínima realizado, se revisará la pertinencia de incorporar mayor diversidad de despachos de generación en la zona, en particular en función de su aporte al dimensionamiento del equipo propuesto.</p>
27-14	<p>Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal</p>	<p>1. - Se propone ubicar la S/E seccionadora al norte de S/E Lagunas, para evitar cruce de líneas, futuros bypass como es el caso actual de S/E Kimal. Además, se propone considerar una distancia suficiente entre S/E Lagunas y S/E Nueva Lagunas, de tal forma que las protecciones de distancia desde 220 kV hacia 500 kV, no produzcan traslapes e inconvenientes en la confiabilidad del sistema. Al respecto, se recomienda considerar una distancia de al menos 10 km. Adicionalmente, ubicar la seccionadora al norte de S/E Lagunas aumentará la confiabilidad en el abastecimiento de ciudades de Arica e Iquique, ya que ante fallas en barra de S/E Lagunas, como las analizadas en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 del Coordinador, daría un mayor soporte de tensión y vías de abastecimiento hacia esas ciudades.</p> <p>2. - Se solicita indicar si con esta obra se están atendiendo las sobretensiones observadas en los escenarios de baja demanda indicados en el informe de Expansión de la Transmisión 2021 y los requerimientos de reactivos indicados en la propuesta "Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)" del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 del Coordinador.</p> <p>Es importante destacar que la zona actualmente presenta problemas de sobretensión, requiriendo en la actualidad la desconexión de un circuito de las líneas 220 kV Encuentro-Lagunas y 500 kV Kimal-Los</p>	<p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita ubicar la S/E seccionadora al norte de S/E Lagunas, esta Comisión aclara que en la descripción de la obra, cuarto párrafo, se indica la ubicación referencial de emplazamiento de la subestación, quedando a decisión del oferente la ubicación definitiva.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la descripción de la obra de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita ubicar la S/E seccionadora a más de 5 km de la S/E Lagunas, esta Comisión aclara que el radio donde se plantea la ubicación referencial de emplazamiento de la subestación es la resultante de los análisis realizados en la zona, aumentar dicho radio resultaría en una obra menos eficiente para el sistema. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la descripción de la obra de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Changos, por lo cual se considera pertinente incorporar una solución urgente de mediano plazo como la instalación de un SVC, como propone el Coordinador. La incorporación del nuevo sistema de transmisión no incluye un análisis de requerimientos de reactivos ante variación de transferencia de potencia en la zona.</p> <p>3.- En la sección 10.1.14.1 Situación existente, segundo párrafo se solicita clarificar si la longitud del tramo de línea que se genera producto del seccionamiento es el que debe poseer un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, o debe cambiarse todo el tramo desde la S/E Nueva Lagunas hacia la S/E Lagunas existente.</p> <p>- En la sección 10.1.14.1 Situación Existente, quinto párrafo se indica "se deberá considerar espacio en barra y plataforma para dos diagonales, de manera de permitir la conexión de la nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal y la conexión del transformador de poder 500/220 kV". Se entiende que el considerar espacio en barra y plataforma se emplea para indicar un espacio que debe quedar disponible. En ese sentido, la conexión del Banco de Autotransformadores es parte del alcance de la obra por lo que la conexión debe contemplarse necesariamente en el diseño. en virtud de lo anterior, la forma de redacción confunde, si lo que se quiere es dejar espacio disponible para futuros proyectos recomendamos reformular el párrafo indicando que el diseño debe considerar la conexión de los autotransformadores y adicionalmente considerar espacio disponible en barra plataforma para dos diagonales para proyectos futuros, situación similar ocurre en el mismo párrafo para las instalaciones en 220 kV y para el tercer párrafo de la sección 3.2.1.1.</p>		<p>En relación a lo indicado respecto de los niveles de tensión que se presentan en la zona, particularmente en la S/E Lagunas, esta Comisión concuerda con el Coordinador en términos de la necesidad de un equipo de compensación en dicha subestación.</p> <p>Conforme a lo expresado anteriormente, esta Comisión incorpora la obra "Reemplazo de Equipo de Compensación en S/E Lagunas 220 kV (RCER AT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita explicitar cual es el tramo de línea que debe tener 1.000 MVA de capacidad, esta Comisión aclara que el tramo que debe tener dicha potencia es el que resulta del seccionamiento y la actual S/E Lagunas, es decir, el tramo Nueva Lagunas - Lagunas, compuesto por el nuevo enlace del seccionamiento y el tramo de línea existente de la línea Tarapacá - Lagunas desde el punto de seccionamiento a la subestación Lagunas. Lo anterior esta contenido tanto en las descripciones de las obras "Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas - Lagunas" y "Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal" como en las ingenierías conceptuales asociadas a las mismas.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente,</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>4.- En la sección 10.1.14.2 recomendamos colocar en la tercera viñeta "Instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV de capacidad 750 MVA de capacidad".</p> <p>5.- Sección 10.1.14.4 tabla N°67. Recomendamos revisar las cantidades de los equipos mayores, por cuanto puede afectar la estimación de costos, a manera de ejemplo para la implementación de un banco de autotransformadores se necesitarían cuatro (04) unidades monofásicas 500/220 kV incluida la unidad de reserva automatizada, de la misma manera ocurre con los desconectores, pantógrafos, interruptores e instrumentos de medida (TCC/TTPP).</p> <p>6.- Se sugiere para la sección 3.2.1.1, indicar el tipo de tecnología a implementar para la subestación seccionadora.</p> <p>7.- Tomar en consideración la presencia de las oficinas salitreras Alianza, Bellavista, Eslavonia y Buenaventura al poniente de la ruta 5 que divide el radio propuesto para la instalación de la S/E. De la ruta 5 al oriente se encuentra la Reserva Nacional Pampa del Tamarugal.</p>		<p>esta Comisión no modificará la ingeniería conceptual de la obra de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita explicitar las posiciones que debe tener la S/E Nueva Lagunas, esta Comisión aclara que lo establecido en la descripción de la obra indica que se deben considerar 2 diagonales en 500 kV, es decir, 4 posiciones en total, de las cuales 3 serán ocupadas por la línea de doble circuito y el transformador, quedando una posición (media diagonal) disponible para el sistema (conexión de futuros proyectos).</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la ingeniería conceptual ni descripción de la obra de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita indicar en la ingeniería conceptual de la obra la construcción del equipo de transformación en el tercer punto del numeral 10.1.14.2, esta Comisión aclara que ya se encuentra contenido dentro de las instalaciones a realizar.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la ingeniería conceptual de la obra de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita revisar y actualizar la tabla con las cantidades de los equipos mayores, esta Comisión concuerda con lo observado. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la ingeniería conceptual de la obra de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita explicitar la tecnología en la que se debe desarrollar la S/E seccionadora Nueva Lagunas, esta Comisión aclara que dicha definición es parte de las decisiones del oferente en el proceso licitatorio en la presentación de su oferta.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la descripción de la obra de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita tener en cuenta la presencia de las oficinas salitreras Alianza, Bellavista, Eslavonia y Buenaventura al poniente de la ruta 5 como la Reserva Nacional Pampa del Tamarugal al oriente de la ruta 5 en la ubicación de la S/E seccionadora S/E</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Lagunas, esta Comisión aclara que en la conceptualización de la obra se tomaron en consideración dichas instalaciones y restricciones de emplazamiento de acuerdo a lo indicado en el Informe de Variables Ambientales y Territoriales emitido por el Ministerio de Energía.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la descripción de la obra de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
27-15	Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito	<p>- La especificación de la recomendación del proyecto, considera un periodo de construcción de 48 meses, para una línea de 300 km que tiene una inversión de 178 MMUSD.</p> <p>Dadas las complejidades que se identifican para un proyecto con el trazado descrito, que competirá con el trazado de la nueva línea HVDC Kimal-Lo Aguirre que se encuentra en proceso de licitación, atravesando zonas con múltiples propietarios en el entorno de centros urbanos y en base a la experiencia de proyectos de similares características, parece razonable reevaluar el proyecto sensibilizando los supuestos que lo hacen más atractivo que otras iniciativas que resuelve la misma problemática. Esto significa que el V.I. de la obra debería ser muy superior a lo estimado, por lo que se requiere reevaluarlo.</p> <p>En especial, en su comparación con el proyecto de ampliación de capacidad de la Línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Polpaico, que no requiere de una nueva franja de servidumbre.</p>	<p>Sección 3.2.2 Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En atención a las observaciones recibidas respecto del valor de inversión referencial utilizado para la evaluación de la obra en cuestión, esta Comisión actualizó dicho valor con motivo del ITF.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.</p>
27-16	Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220	Indicar si los aumentos de demanda corresponden a los informados por Punta del Cobre S.A. y si la condición operativa considerada en la obra del ITD	Sección 4.1.1 Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220	Se acoge parcialmente la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)	<p>2018 "Aumento de Capacidad Línea 1X110 KV Choapa – Illapel" se mantienen.</p> <p>No se menciona en la descripción del alcance de la obra la compra de terreno. Obra sujeta a Ampliación en el DE 171 de 2020, donde ya se debe comprar terreno.</p>	<p>kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT).</p> <p>Incluir mayores detalles en virtud de las observaciones.</p>	<p>Respecto a la consideración de la demanda de Punta del Cobre S.A., se aclara que ésta fue considerada dentro del análisis, pero no corresponde a la justificación de la necesidad de la obra, por cuanto el análisis de suficiencia consideró únicamente el crecimiento vegetativo. Dicho análisis arrojó como conclusión que sin la demanda de Pucobre, los flujos por las líneas en cuestión superaban el 100% al año 2026. No obstante, lo anterior, el dimensionamiento del proyecto sí consideró la demanda de Punta del Cobre, dado que su conexión es una posibilidad y se espera que el proyecto incorporado posea la capacidad suficiente para absorber el requerimiento en caso de materializarse.</p> <p>Respecto del aumento del proyecto ITD 2018 "Aumento de Capacidad Línea 1X110 KV Choapa – Illapel", este quedó condicionado a la declaración en construcción del proyecto "Subestación seccionadora línea Ovalle - Illapel 1x110 kV", la cual no se materializó. En consecuencia, el proyecto en cuestión no se ejecutará.</p> <p>En relación a las consideraciones operativas utilizadas para el desarrollo de los análisis, en particular respecto a la demanda de Punta del Cobre S.A, como a la condición de la línea Choapa - Illapel, éstas se encuentran detalladas en el cuerpo del IT, específicamente en el capítulo 7.</p> <p>Finalmente, respecto de lo relativo a la inclusión del ítem compra de terreno en la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				valorización de la obra, en el numeral 10.1.9.2 Instalaciones a realizar, se enumera en las actividades a realizar, la compra de terreno para llevar a cabo la ejecución de la obra. De igual manera se considera en el capítulo 8 de Valorización de las Obras de Expansión.
27-17	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	Indicar si los aumentos de demanda corresponden a los informados por Punta del Cobre S.A. y si la condición operativa considerada en la obra del ITD 2018 "Aumento de Capacidad Línea 1X110 KV Choapa – Illapel" se mantiene.	Sección 4.1.2 Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle. Incorporar en el análisis la observación realizada.	Ver respuesta a observación 27-8.
27-18	Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT)	<ul style="list-style-type: none"> - Se solicita incorporar en la descripción del proyecto una posición en MT para la conexión de BBCC. - Al incorporar nuevo paño AT, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión es necesaria la incorporación de una barra de transferencia en AT. - En S/E Chicureo se encuentra actualmente en ejecución la obra que incorpora un segundo transformador 220/23 kV (proyecto de ejecución obligatoria aprobada por la Comisión en proceso 13 Transitorio DE 418 de 2017), por lo que se considera pertinente reevaluar esta propuesta, dada la demanda que se suministra desde la subestación. 	Sección 4.1.1 Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT). Incorporar en el análisis la observación realizada.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que se solicita incorporar una posición en MT para la conexión del BBCC, ésta será incorporada en la valorización del proyecto. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p> <p>En relación a la obra actualmente en ejecución en la S/E Chicureo, es conveniente señalar que esta sí se incorporó en los análisis desarrollados, no siendo suficiente para enfrentar los traspasos de demandas previstos de realizar por la Empresa Enel Transmisión en conjunto con la incorporación de factibilidades proyectadas en la zona.</p>
27-19	Ampliación En S/E Quilicura (NTR ATMT)	- Se solicita incorporar en la evaluación, la factibilidad de evacuar la potencia del nuevo transformador a	Sección 4.1.1 Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT).	No se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>través de nuevos alimentadores para la zona de influencia de la subestación Quilicura, considerando que esta subestación se encuentra limitada al norte por la línea ferrea de EFE y al sur por la autopista central.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se solicita incorporar en la descripción del proyecto una posición en MT para la conexión de BBCC. - Al incorporar nuevo paño AT, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión es necesaria la incorporación de una barra de transferencia en AT. - Finalmente, en su propuesta 2021, el Coordinador ha propuesto incorporar una nueva subestación (S/E Norte) en esta zona que permitirá viabilizar el suministro de la demanda en el largo plazo. La información incluida en la propuesta indicada, será desarrollada con mayor detalle en el informe complemento de la propuesta de expansión de transmisión 2021. 	<p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>En función de los ajustes de demanda realizados con motivo del ITF, la obra fue excluida del presente plan de expansión.</p>
27-20	Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)	<ul style="list-style-type: none"> - Si bien la S/E Recoleta cuenta con un espacio destinado a la instalación de un quinto transformador incluyendo espacios para la salida de nuevos alimentadores desde la subestación, queda la duda sobre la factibilidad de construcción de nuevos alimentadores, debido al nivel de ocupación de alimentadores existentes con los que cuenta la S/E. - En otro punto, si el nuevo transformador definido para esta instalación está destinado a nuevos consumos asociados a electromovilidad del transporte público, surge la duda de si los tiempos asociados al proceso de la planificación normal, permiten dar curso a esta obra en tiempo y forma. - Se solicita incorporar en la descripción del proyecto una posición en MT para la conexión de BBCC. - Al incorporar nuevo paño AT, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de 	<p>Sección 4.1.3 Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT).</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En función de los ajustes de demanda realizados con motivo del ITF, así como el ajuste en los requerimientos derivados de las licitaciones de buses eléctricos por parte del MTT, la obra fue excluida del presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>transmisión es necesaria la incorporación de una barra de transferencia en AT.</p> <p>- Finalmente, en su propuesta 2021, el Coordinador ha propuesto incorporar una nueva subestación (S/E Norte) en esta zona que permitirá viabilizar el suministro de la demanda en el largo plazo. La información incluida en la propuesta indicada, será desarrollada con mayor detalle en el informe complemento de la propuesta de expansión 2021.</p>		
27-21	Ampliación En S/E Macul (NTR ATMT)	<p>- La empresa Enel ha presentado al Coordinador el 03/02/2021, un nuevo proyecto vía artículo 102° denominado " Nueva S/E Peñalolén", el cual vendría a dar suficiencia y holgura al sector suministrado por las subestaciones Macul, la Reina y Andes. Por ende se plantea evaluar el condicionamiento de esta obra.</p> <p>- Se solicita incorporar en la descripción del proyecto una posición en MT para la conexión de BBCC.</p> <p>- Al incorporar nuevo paño AT, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión es necesario la incorporación de una barra de transferencia en AT.</p> <p>- Se solicita confirmar si el proyecto, en su condición actual, considera el transformador proyectado en el Decreto 418 de 2017.</p>	<p>Sección 4.1.4 Ampliación en S/E Macul (NTR ATMT).</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En función de los ajustes de demanda realizados con motivo del ITF, así como el ajuste en los requerimientos derivados de las licitaciones de buses eléctricos por parte del MTT, la obra fue excluida del presente plan de expansión.</p>
27-22	Ampliación en S/E Santa Raquel (RTR ATMT)	<p>- Se solicita incorporar en la descripción del proyecto una posición en MT para la conexión de BBCC.</p> <p>- En vista que es un remplazo de un transformador de 25 MVA, se propone seguir creciendo en patio abierto.</p> <p>- Dado que se considera intervenir esta subestación, se recomienda incorporar una barra de transferencia en AT para cumplir con las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión.</p>	<p>4.1.5 Ampliación en S/E Santa Raquel (RTR ATMT).</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador en la que solicita incorporar a la descripción de la obra una posición en media tensión para la conexión de BBCC, esta Comisión concuerda con la petición e incluirá dentro de la descripción y alcance de la obra "Ampliación en Santa Raquel NTR ATMT" lo solicitado. Con respecto a la segunda observación presentada, en la que se propone seguir</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>creciendo en patio abierto, esta Comisión no acoge la observación toda vez que el proyecto fue modificado a la instalación de un nuevo transformador y no al reemplazo de uno existente. De esta forma, se prevé como mejor alternativa ampliar el patio MT en celdas, según lo que ha sido la tendencia en subestaciones similares de propiedad de Enel Transmisión.</p> <p>Por otra parte en relación a la solicitud de modificación de alcance de la obra con motivo de la publicación del AT de Diseño Mínimo de Instalaciones de Transmisión, en la respuesta a la observación 27-23 se aborda este punto de manera detallada.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra agregando una posición en MT para BBCC, actualizando su valorización e incorporando los nuevos alcances en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020</p>
27-23	Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	- En vista que se está considerando incorporar un nuevo paño AT, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión es necesaria la incorporación de una barra de transferencia en AT.	<p>4.1.1 Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT).</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional relativa a la incorporación de una barra de transferencia en alta tensión en ciertas obras de ampliación del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2020, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión, esta Comisión no concuerda con lo propuesto, ya que la incorporación de una</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>barra de transferencia en los casos indicados no se justifica y no es obligatoria, según lo que se desprende del referido Anexo Técnico.</p> <p>A saber, el Anexo Técnico establece en su artículo transitorio N° 118 que “En el caso de las instalaciones existentes a la fecha de publicación del presente Anexo Técnico, los proyectos que cuenten con una solicitud de acceso abierto aprobada por el Coordinador en el proceso correspondiente en conformidad a los artículos 79° y 80° de la Ley, las obras de expansión respecto de las cuales se haya efectuado el llamado a licitación, y aquellas cuya ejecución se haya autorizado en conformidad al inciso segundo del Artículo 102° de la Ley, no será necesario realizar adecuaciones producto de las exigencias del referido Anexo Técnico” (énfasis agregado), lo que implica que las instalaciones existentes, tal como las del caso en análisis, no deben adecuarse ni invertir necesariamente en el desarrollo de las instalaciones de transmisión producto solo de la entrada en vigencia del anexo. Dicho de otro modo, no es necesario que las instalaciones se adecúen a las nuevas exigencias de diseño, en la medida que éstas cumplan con la normativa aplicable en la época en que entraron en operación.</p> <p>En conformidad a lo anterior, las obras de ampliación deben considerar adecuaciones al Anexo Técnico solo en la medida de que éstas se justifiquen de acuerdo a los criterios de planificación establecidos en el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>RE 711, y solo en caso de que la mejora de los estándares de confiabilidad de las instalaciones signifique un beneficio técnico-económico para los clientes finales, considerando que dichas obras son remuneradas por éstos a través de las respectivas tarifas.</p> <p>Ahora bien, respecto de las obras de ampliación contenidas en el ITP, esta Comisión, consciente de la exigencia establecida en la normativa vigente, analizó los beneficios resultantes de la incorporación de la barra de transferencia en las subestaciones y evaluó si era factible su construcción, resultando que dicha incorporación no es factible en su ejecución y, en otros casos, no resulta beneficiosa del todo respecto de su valorización, lo que constituye razones suficientes para no incorporar la barra de transferencia como parte de las obras de ampliación.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se modificará el alcance de las obras de ampliación en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de transmisión Año 2020.</p>
27-24	Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)	- La obra considera la construcción de una nueva media diagonal en 154 kV, no obstante, existen posiciones disponibles, por lo que en pos de la eficiencia económica, el proyecto puede conectarse a una de ellas.	4.1.2 Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT). Incorporar en el análisis la observación realizada.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, en la que solicita modificar el numeral 4.1.2.1 del Sistema E, es decir la obra "Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)", esta Comisión acoge la solicitud de utilizar una media diagonal de las disponibles en el patio energizado en 154 kV, para lo cual se seleccionó, referencialmente, completar la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>media diagonal a la cual se conecta el banco de autotransformadores 220/154 kV 300 MVA, ya adjudicado en el proceso de obras condicionadas correspondiente al Plan de Expansión 2017. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020, tanto en la descripción, valorización e ingeniería conceptual de la obra.</p>
27-25	<p>Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, Tramo Punta de Cortés – Puente Alta</p>	<p>- Se propone verificar la capacidad de los equipos secundarios asociados a las Subestaciones Tuniche y Punta de Cortés, con el fin de determinar si procede reemplazarlos.</p>	<p>4.1.3 Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, Tramo Punta de Cortés – Puente Alta.</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, en la que solicita modificar el numeral 4.1.2.1 del Sistema E, es decir la obra “Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)”, esta Comisión acoge la observación. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado, eliminando la palabra "primario" de la descripción y ajustando su valorización, en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
27-26	<p>Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR ATMT)</p>	<p>- De la revisión de la zona, se identifica que las salidas de los alimentadores MT tendrán dificultad para suministrar la demanda que se pretende abastecer. - En su PET 2021, el Coordinador ha propuesto incorporar una nueva subestación (S/E Chuchunco) que seccione la línea 1x110 kV Quelentaro - Portezuelo, para que abastezca el crecimiento de la demanda de la zona de Litueche y Quillayes. Lo anterior, evita la problemática de la construcción de alimentadores de alto costo, promoviendo un</p>	<p>Sección 4.1.4 Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR ATMT).</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a los antecedentes presentados y la actualización de la proyección de demanda del sistema, esta Comisión ha concluido que resulta pertinente postergar la incorporación de una obra de expansión para esta zona para siguientes procesos de planificación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		desarrollo de largo plazo en la zona. La información incluida en la propuesta indicada será desarrollada con mayor detalle en el informe complemento de la propuesta de expansión 2021.		
27-27	Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	<p>El Coordinador propuso la instalación de un nuevo transformador de 25 MVA en su propuesta 2021, lo cual toma relevancia en la mirada a 20 años.</p> <p>Adicionalmente, dado que se está modificando la S/E, toma relevancia mejorar los niveles de seguridad de los distintos paños de la S/E incorporando interruptores en todos aquellos paños que actualmente no poseen, permitiendo dar flexibilidad al sistema.</p>	<p>Sección 4.1.5 Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT).</p> <p>Considerar un transformador de mayor capacidad (25 MVA) y normalizar paños sin estándar con interrupción.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita modificar la potencia del transformador que se incorpora al sistema mediante la obra "Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)", esta Comisión acoge la observación.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
27-28	Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS)	- En vista que se está considerando incorporar nuevos paños AT, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión es necesaria la incorporación de una barra de transferencia en AT.	<p>Sección 4.1.6 Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS).</p> <p>Considerar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Ver respuesta a la observación 27-23.</p>
27-29	Ampliación en S/E Marchigüe (NTR ATMT)	<p>- En vista que se está considerando incorporar nuevos paños AT, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión es necesaria la incorporación de una barra de transferencia en AT.</p> <p>- Mantener espacio en S/E Marchigüe 13,2 kV para la conexión del proyecto en etapa de Acceso Abierto "PMG Yellowstone". En el caso de que las obras en el patio de media tensión modifiquen la barra existente, se solicita dejar al menos una posición condicionada para proyectos de generación.</p>	<p>10.2.14.2 Instalaciones a realizar (punto 6).</p> <p>Construcción de una nueva barra tipo parrón en 13,8 kV, en configuración barra simple, que permita la conexión de 2 nuevos paños de alimentadores de media tensión más una posición de entrada del transformador a la barra y un paño seccionador de barra. La barra deberá mantener al menos una posición para la</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a los antecedentes presentados y la actualización de la proyección de demanda del sistema, esta Comisión ha concluido que resulta pertinente postergar la incorporación de una obra de expansión para esta zona para siguientes procesos de planificación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>conexión del proyecto "PMG Yellowstone".</p> <p>Incorporar barra de transferencia.</p>	
27-30	Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)	<p>- En vista que se está considerando incorporar nuevos paños AT, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el anexo técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión es necesaria la incorporación de una barra de transferencia en AT.</p> <p>- El Coordinador propuso la instalación de un nuevo transformador de 25 MVA en su propuesta 2021, lo cual toma relevancia en la mirada a 20 años. Adicionalmente, dado que se está modificando la S/E, toma relevancia normalizar los distintos paños de la S/E que no poseen estándar con interruptor, no permitiendo dar flexibilidad al sistema.</p>	<p>Sección 4.1.8 Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT).</p> <p>Incorporar barra de transferencia.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Con respecto al aumento de la potencia nominal del proyecto, cabe señalar que esta Comisión revisó las proyecciones en el horizonte de estudio y aumentará la capacidad nominal a 20 MVA, para de este modo, cubrir con los requerimientos de demanda mencionados.</p> <p>Con respecto a la normalización de paños en la subestación, cabe señalarse que el alcance actual ya contiene la normalización de los tres paños de línea que llegan a la subestación la Ronda, es decir, el paño de la línea 1x66 kV San Fernando - La Ronda, el paño de la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua - La Ronda y el paño de la línea 1x66 kV La Ronda - Tap La Paloma.</p> <p>Por otra parte en relación a la solicitud de modificación de alcance de la obra con motivo de la publicación del AT de Diseño Mínimo de Instalaciones de Transmisión, en la respuesta a la observación 27-23 se aborda este punto de manera detallada.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra mencionada incrementando la capacidad de la unidad de transformación a 20 MVA en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
27-31	Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) y seccionamiento línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé 10.2.16.2 Instalaciones a realizar Figura 10.89: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Parronal.	<p>- Mantener espacio en S/E Parronal 66 kV para la conexión del proyecto en etapa de Acceso Abierto "Cóndor Eloisa". En la identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto se muestra una ubicación que coincide con la ubicación planteada por el desarrollador del proyecto para el punto de conexión de éste.</p> <p>- Se recomienda considerar el seccionamiento de la barra en 66 kV y la incorporación de la barra de transferencia, de acuerdo con las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión.</p>	<p>4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra.</p> <p>El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Parronal, mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV y 15 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la construcción de una nueva barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, para cinco nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación existente con su respectivo paño de conexión, el nuevo transformador y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé en dicha subestación con sus respectivos paños de conexión y al menos una posición para la conexión del proyecto "Cóndor Elisa".</p> <p>10.2.16.2 Instalaciones a realizar (punto 1)</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, en la que solicita modificar el numeral 4.1.9.1 del Sistema E, es decir la obra "Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) Y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis - Hualañé", esta Comisión indica que, no corresponde efectuar algún ajuste al alcance de la obra, teniendo en consideración que la fecha de recepción de la solicitud del proyecto "Cóndor Eloisa", según consta en la plataforma de Acceso Abierto del Coordinador (03/02/2021), fue posterior a la emisión del Informe Técnico Preliminar. Adicionalmente, cabe señalar que no se ha encontrado información de otros posibles desarrollos adicionales en la zona que, por su cuenta, ameriten un ajuste del alcance de la obra en S/E Parronal.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, con motivo de otra observación presentada por CGE, el alcance de la obra en subestación Parronal ha sido modificado, de manera tal de considerar la compra del terreno que permita la expansión propuesta, a lo cual el propietario del proyecto de generación podrá ajustarse, de manera tal de hacer un mejor uso del espacio en la subestación.</p> <p>Por otra parte en relación a la solicitud de modificación de alcance de la obra con motivo de la publicación del AT de Diseño Mínimo de Instalaciones de Transmisión, en la respuesta a la observación 27-23 se</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>Construcción de nueva barra 66 kV, con una capacidad de al menos 100 MVA, en configuración barra simple, para al menos 5 posiciones.</p> <p>Incorporar barra de transferencia y seccionamiento de barra 66 kV.</p>	<p>aborda este punto de manera detallada.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la obra mencionada de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020.</p>
27-32	Ampliación en S/E Rauquén 66 kV (BS)	<p>- Se recomienda considerar el seccionamiento de la línea 1x66 kV Teno - Curicó en configuración entrada-salida con sus respectivos paños más el seccionamiento de la barra en 66 kV y la incorporación de la barra de transferencia, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión.</p>	<p>4.1.10 Ampliación en S/E Rauquén 66 kV (BS).</p> <p>Incorporar barra de transferencia y seccionamiento de barra 66 kV.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador en la que solicita considerar el seccionamiento de la línea 1x66 kV Teno - Curicó en configuración entrada-salida con sus respectivos paños, esta Comisión concuerda con la propuesta e incorporará dicho alcance a la descripción del proyecto.</p> <p>Por otra parte, en relación a la solicitud de modificación de alcance de la obra con motivo de la publicación del AT de Diseño Mínimo de Instalaciones de Transmisión, en la respuesta a la observación 27-23 se aborda este punto de manera detallada.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la descripción del proyecto junto con su valorización referencial e incorporará los alcances relacionados con el seccionamiento de línea en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
27-33	Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	<p>- Se recomienda considerar el seccionamiento de la línea 2x66 kV Itahue – Talca en configuración entrada-salida con sus respectivos paños más el seccionamiento de la barra en 66 kV y la incorporación de la barra de transferencia, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión.</p>	<p>Sección 4.1.11 Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT).</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto de lo solicitud de seccionamiento de la línea citada, esta Comisión ha modificado el alcance de la obra, incorporando el seccionamiento de uno de los circuitos de dicha línea.</p> <p>En relación a lo solicitado respecto a la incorporación de una barra de transferencia en la S/E Panguilemo, ver respuesta a la observación 27-23.</p>
27-34	Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)	<p>- En vista que se está considerando la conexión de una línea doble circuito, se recomienda considerar el seccionamiento de la barra en 66 kV y la incorporación de la barra de transferencia, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión.</p> <p>- Se sugiere evaluar la llegada a Linares en 220 kV, para facilitar en el futuro que el sistema de 154 kV de la Zona Alto Jahuel - Charrúa migre a 220 kV manteniendo la tendencia de que varias SS/EE de este sistema ya tienen estándar 220 kV.</p>	<p>Sección 4.1.12 Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS).</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge observación.</p> <p>En relación a la observación en la que se sugiere evaluar la llegada a Linares en 220 kV, para facilitar en el futuro que el sistema de 154 kV de la Zona Alto Jahuel - Charrúa migre a 220 kV, esta Comisión no concuerda con lo señalado, toda vez que no se observa que la migración del sistema de 154 kV a 220 kV sea factible y necesaria en el corto plazo. Adicionalmente, es del caso señalar que en la actualidad los equipos y estructuras del patio de 154 kV de la S/E Linares no poseen estándar de 220 kV.</p> <p>Por otra parte, en relación a la solicitud de modificación de alcance de la obra con motivo de la publicación del AT de Diseño Mínimo de Instalaciones de Transmisión, en la respuesta a la observación 27-23 se aborda este punto de manera detallada.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Transmisión 2020 en lo que se refiere a la materia observada.
27-35	Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT) 10.2.20.2 Instalaciones a realizar	<p>Mantener espacio en S/E Hualte 66 kV para la conexión de los proyectos en etapa de Acceso Abierto "Santa Bárbara" y "Ninhue Solar". En la identificación del área referencial para ejecución del proyecto se observa que la ubicación propuesta para el nuevo transformador 66/13,8 kV y el nuevo patio 13,8 kV coincide con la ubicación solicitada por los proyectos antes mencionados y que se pueden observar en la siguiente figura. Se solicita reubicar transformador propuesto o añadir espacio a extensión de barra para dos proyectos de generación con tal que sean reubicados</p> <p>- En vista que se está considerando la llegada de la nueva línea establecida en la obra "Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 kV Itata – Hualte", se recomienda considerar el seccionamiento de la barra en 66 kV y la incorporación de la barra de transferencia, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión.</p>	<p>4.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra.</p> <p>Además, el proyecto contempla completar el paño asociado a la línea 1x66 kV Cocharcas – Hualte, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente, junto con la extensión de la barra, plataforma e instalaciones comunes de 66 kV de la subestación Hualte, en tres posición, de manera de permitir la conexión de la línea establecida en la obra "Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 kV Itata – Hualte" y dos dos posiciones para la conexión de los proyectos "Santa Bárbara" y "Ninhue Solar" 10.2.20.2 Instalaciones a realizar (punto 7) Ampliación de la barra, plataforma e instalaciones comunes del patio de 66 kV en una posición, para permitir la conexión del paño asociado a la nueva línea 1x66 kV Hualte – Itata y dos posiciones para futuros proyectos.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador en la que solicita incorporar a la descripción de la obra la extensión de barra, plataforma e instalaciones comunes de 66 kV de la subestación Hualte para tres posiciones, esta Comisión concuerda con el análisis presentado por lo que se incorporará este alcance en la descripción del proyecto.</p> <p>Por otra parte, en relación a la solicitud de modificación de alcance de la obra con motivo de la publicación del AT de Diseño Mínimo de Instalaciones de Transmisión, en la respuesta a la observación 73-23 se aborda este punto de manera detallada.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la descripción del proyecto junto con su valorización referencial e incorporará los alcances relacionados con la extensión de barra en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			- Considerar en el análisis la observación realizada.	
27-36	Ampliación En S/E Monterrico (NTR ATMT)	- En vista que se está considerando la ampliación de la Subestación Monterrico, se recomienda considerar el seccionamiento de las barras en 154 kV y 66 kV, más la incorporación de barras de transferencias, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión.	Sección 4.1.14 Ampliación en S/E Monterrico (NTR ATMT). Incorporar barras de transferencia y seccionador de barra en los niveles de 154 kV y 66 kV.	No se acoge observación. En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita modificar el numeral 4.1.14 de la obra "Ampliación en S/E Monterrico (NTR ATMT)", esta Comisión indica que el seccionamiento de las barras de 66 kV y 154 kV se encuentran fuera del alcance del proyecto propuesto ya que no aportan suficiencia al sistema.
27-37	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado	Se solicita que esta obra de ampliación considere dentro de su descripción, la evaluación y/o modificación de los elementos serie asociados a la línea. Particularmente, se requiere una evaluación de la actual capacidad de la barra de S/E Santa Elvira 66 kV (In=496 A -> Sn=56 MVA), ya que, el proyecto de aumento de capacidad de línea involucra un aumento de 52 MVA a 90 MVA, superando la capacidad actual de la barra. Por otro lado, se indica que para la evaluación económica se considera un conductor tipo Greeley. Sin embargo, se sugiere considerar un conductor de alta temperatura con el objetivo de disminuir el impacto en las cargas mecánicas a las estructuras.	Sección 4.1.15 Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado. Incorporar en el análisis la observación realizada.	Se acoge parcialmente la observación. En relación a la observación presentada por el Coordinador en la que solicita considerar dentro de la descripción de la obra "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado" la evaluación y/o modificación de elementos serie asociados a la línea, esta Comisión concuerda con lo solicitado e incorporará dentro de la descripción del proyecto completar el paño de línea en el extremo de S/E Santa Elvira. Con respecto a la evaluación de la capacidad de barra en S/E Santa Elvira, esta Comisión no concuerda con la observación, toda vez que la ampliación de barra en dicha subestación ya está considerada en la obra contenida en el Decreto Exento N° 171 "Ampliación en S/E Santa Elvira (NTR ATMT)", actualmente en licitación, correspondiente al Plan de Expansión Anual de la Transmisión año 2019.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Finalmente, con respecto a la observación en la que se sugiere considerar un conductor de alta temperatura con el objetivo de disminuir el impacto en las cargas mecánicas a las estructuras, esta Comisión acoge la sugerencia e incorporará este alcance en el Anexo 2 del proyecto. Sin embargo, se aclara que la selección del conductor es de responsabilidad de la empresa que se adjudique la ejecución de esta obra de ampliación en el proceso de licitación correspondiente, de forma tal de cumplir los objetivos solicitados para el proyecto junto con la normativa vigente.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la descripción del proyecto junto con su valorización referencial e incorporará los cambios pertinentes en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020</p>
27-38	Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo	<p>- En vista que se está considerando la ampliación de la S/E Quilmo II, se recomienda considerar el seccionamiento de las barras en 66 kV, más la incorporación de barra de transferencia, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión.</p> <p>Como observación menor al ITP, se detecta lo siguiente: En la descripción del capítulo 10, se indica que la OA se encuentra ubicada en la región de Biobío, se solicita modificar a región de Ñuble.</p>	Sección 4.1.16 Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo. Incorporar en el análisis la observación realizada.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación de la ubicación de la subestación, esta Comisión realizará la modificación a la región donde se ubica la S/E Quilmo II en el capítulo 10 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año.</p> <p>Por otra parte, en relación a la solicitud de modificación de alcance de la obra con motivo de la publicación del AT de Diseño Mínimo de Instalaciones de Transmisión, en la respuesta a la observación 27-23 se aborda este punto de manera detallada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
27-39	Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	<p>- Se propone que el nuevo transformador sea 66/23 kV, así el nuevo transformador toma la carga en MT y permite descargar la línea de 33 kV. A su vez, el TR existente se mantiene, pero efectuará aporte desde 23 kV a 33 kV, eso con el objetivo de disminuir la zona de influencia en 33 kV.</p> <p>En el caso de mantener las propuestas, se recomienda considerar la incorporación de una segunda sección de barra en 33 kV, así mismo, para la barra de 66 kV se solicita considerar barra de transferencia para dar cumplimiento al Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión 2020.</p>	<p>Sección 4.1.17 Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira.</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador en la que propone que el nuevo transformador a instalar en S/E Santa Elisa sea 66/23 kV, esta Comisión concuerda con lo propuesto e incorporará esta modificación en la descripción del proyecto.</p> <p>Con respecto a la segunda parte de la observación, en vista que ya no se considera un transformador 66/33 kV no se observa la necesidad de realizar obras en el patio de 33 kV.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la descripción del proyecto junto con su valorización referencial e incorporará los cambios pertinentes en el Anexo 2 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020</p>
27-40	Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT)	<p>- En vista que se está considerando la ampliación de la S/E Perales, se recomienda la incorporación de una barra de transferencia en AT de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de exigencias mínimas de instalaciones de transmisión.</p>	<p>Sección 4.1.18 Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT).</p> <p>Incorporar una barra de transferencia en AT.</p>	<p>Ver respuesta a observación 27-23.</p>
27-41	Ampliación en S/E Celulosa Pacífico (BS)	<p>S/E Celulosa Pacífico cambiaría de segmento, por lo que con ellos se debería cambiar la configuración de barra simple existente por concepto de confiabilidad de acuerdo a la NTSyCS.</p> <p>En el alcance del proyecto se solicita indicar explícitamente que la obra considera la modificación de la acometida de la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico</p>	<p>Sección 4.1.22 Ampliación En S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS).</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la descripción de la obra, esta Comisión concuerda con lo propuesto por la empresa, respecto de explicitar que la acometida de la línea 1x220 kV Celulosa</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>- Santa Fe existente para la conexión a la nueva posición como parte del proyecto con sus respectivas implicancias.</p>		<p>Pacífico - Santa Fe existente debe modificar su conexión y hacer uso de la posición que se está ampliando.</p> <p>Por otra parte, en relación a la solicitud de modificación de alcance de la obra con motivo de la publicación del AT de Diseño Mínimo de Instalaciones de Transmisión, en la respuesta a la observación 27-23 se aborda este punto de manera detallada.</p> <p>Conforme a lo anterior, se modificará la descripción e ingeniería conceptual de la obra de ampliación en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de transmisión Año 2020.</p>
27-42	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)	<p>- Según información compartida por SAESA, desde el transformador N°1 de 66/13,2 kV y 5 MVA, se da respaldo a la S/E Paillaco para SOCOEPA pueda realizar los respectivos mantenimientos. Considerando que la S/E Pichirropulli ya no contaría con un patio de 13,2 kV y que la cargabilidad estimada para el transformador de la S/E Paillaco 66/13,2 kV, 5 MVA, es superior al 85% al año 2025, se recomienda instalar el actual transformador N°1 de 66/13,2 kV de la S/E Pichirropulli en la S/E Paillaco.</p> <p>- Adicionalmente, se recomienda mejorar la confiabilidad de la barra de 66 kV mediante la incorporación de interruptores de línea, y en los paños de transformación y seccionador más barra de transferencia considerando que según información de STS, existe una interconexión a S/E La Unión no identificada en el informe.</p>	<p>Sección 4.1.1 Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT).</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge observación.</p> <p>En relación al traslado de la unidad reemplazada de SE Pichirropulli a Paillaco, cabe señalar que las proyecciones de demanda en SE Paillaco no muestran problemas de suficiencia, por lo que no sería necesario realizar un proyecto en esta SE. En consecuencia, el alcance de la obra no será modificado en el ITF.</p> <p>En relación a la incorporación de interruptores de la línea Llollehue - Pichirropulli en SE Pichirropulli, cabe señalar que el análisis realizado no muestra la necesidad de incorporar este equipamiento de protección en la SE debido a que es una SE radial desde SE Llollehue, quién ya tienen interruptores en SE Llollehue. En consecuencia, no se acoge la observación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
27-43	Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario	<p>- Se solicita explicitar que en el patio de 220 kV de S/E Totihue no podrán conectarse en la misma diagonal dos circuitos de una misma línea según lo indicado en Art 50 -literal b del Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.</p> <p>- En ítem “10.2.32.2 Instalaciones a realizar”, para el patio de 220 kV de S/E Totihue se menciona de la construcción de una media diagonal para la conexión del equipo de transformación. Se sugiere complementar el párrafo indicando que esta media diagonal completará unas de las medias diagonales asociadas al seccionamiento de la LT 2x220 kV Candelaria-Puente Negro, tal como se indica en ítem 4.2.2.1.</p> <p>- En ítem “4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra” para la nueva línea 2x66 kV Totihue - Rosario se recomienda indicar que la temperatura máxima de operación de conductores no deberá superar los 80 °C en conductores de aluminio y 90°C en conductores de cobre según lo indicado en el artículo 75 literal b) del del Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.</p> <p>- Sección 10.2.32.4 - Tabla N°102 y 103 recomendamos revisar las cantidades de los equipos comparándolos con la descripción indicada en sección 4.2.2.1 del ITP 2020.</p>	<p>Sección 4.2.2 Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue – Rosario.</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>-En relación al primer punto de la observación presentada por el Coordinador, en la que se indica que en el patio de 220 kV de S/E Totihue no podrán conectarse en la misma diagonal dos circuitos de una misma línea según lo indicado en Art 50 -literal b del Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión, esta Comisión concuerda con el análisis y, para evitar confusiones en la comprensión de la descripción del proyecto, modificará dicha descripción en el sentido de permitir que la conexión del transformador de poder pueda construirse en una media diagonal independiente de las diagonales asociadas al seccionamiento de la línea 2x220 kV Candelaria-Puente Negro.</p> <p>- Con respecto al segundo punto de la observación y en virtud de lo ya expuesto en la respuesta a la observación del primer punto, no se considera necesario realizar las modificaciones solicitadas.</p> <p>- En relación al tercer punto, en el que se sugiere indicar en la descripción del proyecto que la temperatura máxima de operación de conductores no deberá superar los 80 °C en conductores de aluminio y 90°C en conductores de cobre según lo indicado en el artículo 75 literal b) del Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión, esta Comisión aclara que dicha exigencia ya se encuentra contenida en la normativa técnica vigente tal como lo menciona el Coordinador en su observación, por lo</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>tanto y de acuerdo con los alcances de dicho Anexo Técnico este criterio de diseño debe cumplirse para esta obra.</p> <p>- Con respecto a la cuarta observación presentada, en virtud de lo ya expuesto en la respuesta a la observación del primer punto, no se considera necesario realizar las modificaciones solicitadas.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra "Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue – Rosario" del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020</p>
27-44	Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén	En la S/E Seccionadora Buenavista: en el extremo Itahue 154 kV, las protecciones de líneas (S1 y S2) están conectadas en serie a un TTCC auxiliar y éste a su vez a un TTCC que sólo tiene un núcleo de protección, esta condición se da en ambos paños A3 y A4. Dado lo anterior, se solicita incorporar en la descripción de la obra el reemplazo de los equipos serie que así lo requieran.	4.2.3 Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén. Considerar observaciones en el análisis.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador en la que se solicita incorporar a la descripción de la obra el reemplazo de los equipos series que así lo requieran, esta Comisión señala que dicho alcance se entiende incorporado según lo establecido en el último párrafo de la sección 4.2.3. Descripción general y ubicación de la obra</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2020 en lo que se refiere a la materia observada.</p>
27-45	Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares	- Tal como los proyectos que se encuentra en la propuesta del Coordinador 2021 "Nueva S/E Seccionadora Nueva Ancoa y Nueva Línea 2x220 kV Nueva Ancoa – Linares" que se encuentran en etapa de análisis de factibilidad para el Complemento, se	Sección 4.2.4 Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador en la que sugiere evaluar la llegada a Linares en 220 kV, dado que el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>sugiere evaluar la llegada a Linares en 220 kV, dado que el sistema de 154 kV de la Zona Alto Jahuel - Charrúa en el futuro será más eficiente en 220 kV. De hecho, varias de las SS/EE que se encuentran dentro de este sistema en 154 kV ya tienen estándar 220 kV.</p> <p>- De igual forma, de llevarse a cabo las obras "Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares" y "Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)" incluidas en este mismo plan de expansión, la cual considera una ampliación de su barra (BS) para 2 nuevas posiciones donde se conectará la nueva línea, se recomienda en la obra de Ampliación S/E Linares asociada se debería aumentar la confiabilidad de la S/E (por ejemplo a BP + transferencia), ya que al ser barra simple no cuenta con la redundancia suficiente exigida en el artículo 47 del Anexo Técnico de septiembre 2020.</p> <p>-Tomar en consideración para los análisis, que existen sitios prioritarios para la Conservación de la Biodiversidad Lomas de Putagán, con 9.716 ha. de superficie. Además, atractivo turístico donde se realizan fiestas religiosas y costumbristas como la trilla a yegua suelta en la localidad.</p>	<p>Considerar observaciones en el análisis.</p>	<p>sistema de 154 kV de la Zona Alto Jahuel - Charrúa en el futuro será más eficiente en 220 kV, esta Comisión no concuerda con lo señalado, toda vez que no se observa que la migración del sistema de 154 kV a 220 kV sea factible y necesaria en el corto plazo. Adicionalmente, actualmente los equipos y estructuras del patio de 154 kV de la S/E Linares no poseen estándar de 220 kV.</p> <p>Por otra parte, en relación a la solicitud de modificación de alcance de la obra con motivo de la publicación del AT de Diseño Mínimo de Instalaciones de Transmisión, en la respuesta a la observación 27-23 se aborda este punto de manera detallada.</p> <p>Finalmente, respecto de la sugerencia de tomar en cuenta para el análisis que existen sitios prioritarios para la Conservación de la Biodiversidad y atractivos turísticos, esta Comisión aclara que dichos antecedentes fueron tomados en cuenta en el análisis y establecimiento de ubicaciones y trazados tentativos para la obra, según se señala en el Anexo 2 de Ingeniería conceptual del proyecto.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2020 en lo que se refiere a la materia observada.</p>
27-46	Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 Itata - Hualte	<p>Nueva S/E Itata:</p> <p>- La descripción del proyecto indica "la construcción de un paño acoplador", debiese decir "la construcción de un paño de transferencia" al tratarse de una</p>	<p>Sección 4.2.6 Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 kV Itata – Hualte</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, respecto a la denominación de "paño acoplador", esta Comisión aclara</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>configuración barra principal y barra de transferencia en 66 kV.</p> <p>- No se indica el tipo de tecnología para el patio de 23 kV, se debiese indicar si quedará cerrada a patio abierto en AIS / Celdas MT o si quedará abierta la decisión del tipo de tecnología.</p>	<p>Considerar observaciones en el análisis.</p>	<p>que el paño acoplador corresponde al paño que conecta la barra principal con la barra de transferencia.</p> <p>En relación a lo consultado por el Coordinador, respecto de la tecnología de las instalaciones en media tensión, esta Comisión aclara que cuando se define que se debe construir un patio de media tensión indica que debe ser en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear, en caso contrario se indicaría explícitamente que se trataría de una sala de celdas.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se modificarán las descripciones de las obras de expansión de acuerdo a lo observado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de transmisión Año 2020.</p>
27-47	Distribución del parque de generación	<p>En los cinco (5) escenarios de generación, se presentan altos niveles de capacidad instalada futura en Baterías (E1:210 MW; E2:125 MW; E3:172 MW; E4:160 MW; E5:255 MW) en 2022 o 2023.</p> <p>Al respecto, se observa que en los escenarios E1 y E5 se asumen condiciones de generación con bombeo de 131 MW y 162 MW en 2023, lo cual en el caso de almacenamiento mediante baterías y de generación con bombeo, por los plazos asociados de construcción, resulta impracticable.</p>	<p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>"Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Dadas las modificaciones realizadas a la proyección de demanda, se ejecutó nuevamente la etapa de optimización de inversiones, incorporando un ajuste en la capacidad de transmisión desde el nodo Kimal hacia el norte, debido a que se encontraba subestimada para los primeros años del horizonte. Una vez incorporado esa corrección, los resultados no muestran presencia de sistemas de almacenamiento en los primeros años del horizonte de estudio, por lo que no fue necesario incorporar restricciones adicionales."</p>
27-48	General alcances líneas de transmisión	<p>Como comentario general observamos que en algunos alcances asociados a líneas de Transmisión se establece que la temperatura máxima de operación de los conductores de fase no deberá superar los 75°C. Sin embargo, en función de lo indicado en el</p>	<p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, respecto a los alcances de los proyectos asociados a líneas de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>anexo técnico "Exigencias mínimas de diseño de instalaciones de Transmisión" artículo N°75 literal b) se establece que la temperatura máxima de operación debe ser 80°C por lo que se recomienda corregir en el informe preliminar.</p> <p>Adicionalmente, en dicho informe preliminar se establece para las barras que la temperatura de operación debe ser 75°C. Ahora bien, previa validación de operaciones como criterio de diseño recomendamos utilizar la misma temperatura máxima de operación 80°C tanto para las líneas como para las barras, esto para evitar tener que incluir en el dimensionamiento de estas últimas un mayor número de conductores por fase para alcanzar la capacidad de barras solicitada, lo que lógicamente afecta el V.I. de la instalación.</p>		<p>transmisión incluidas en el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2020, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por el Coordinador, ya que en ninguna de las descripciones asociadas a proyectos con líneas de transmisión se establece la temperatura de operación de dichas instalaciones, sólo se define el parámetro de temperatura ambiente a considerar en el diseño de dichas líneas, entendiéndose que estas nuevas instalaciones deberán diseñarse para cumplir lo establecido en el anexo técnico de ""Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión"". Ahora bien, respecto de las barras pertenecientes a las nuevas subestaciones, si se establece la temperatura de operación ya que en dicho anexo técnico no posee una exigencia respecto de este tema de forma explícita. Si bien se puede aplicar la exigencia establecida para líneas se prefiere indicar la temperatura a la cual se debe diseñar de manera de cumplir con lo solicitado en términos de potencia.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se modificarán las descripciones de las obras de expansión de acuerdo a lo solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de transmisión Año 2020.</p>
27-49	Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos Ampliación en S/E Crucero	En el informe se indica que el costo del proyecto es comparable al desarrollo de una nueva subestación con un estándar interruptor y medio, el que resulta más eficiente, en términos técnicos y económicos, en su desarrollo, ejecución y posterior ampliación, mejorando las condiciones para su uso por parte de futuros interesados en conectarse a dicho punto.	Sección: ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS. Incorporar en el análisis la observación realizada.	Ver respuesta a observación 26-5.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		No obstante, se constata el hecho, en el informe no se especifica ninguna obra que permita mejorar el estándar de confiabilidad de la S/E Crucero, así como para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación y/o transmisión en la zona de influencia de S/E Crucero. Agradeceremos reconsiderar la inclusión de esta obra en el presente plan.		
27-50	Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)	<p>- Es importante destacar, que la zona actualmente presenta problemas de sobretensión, requiriendo en la actualidad la desconexión de un circuito de la línea 220 kV Encuentro-Lagunas y 500 kV Kimal-Los Changos, por lo cual se considera pertinente incorporar una solución de mediano plazo como la propuesta por el Coordinador.</p> <p>- Se requiere analizar los requerimientos de reactivos en la zona, por lo que se requiere reevaluar la propuesta realizada por el Coordinador en el informe complemento 2020 "Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)".</p>	<p>ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	Ver respuesta a observación 20-8.
27-51	Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos Cambio de TT/CC línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre en extremo S/E Polpaico (pañes K1 y K2)	<p>De los análisis 2020 del Coordinador, se mantiene la necesidad de este proyecto, el cual tiene un carácter especial, debido a que el cambio de los equipos TT/CC de los paños K1 y K2 de la S/E 500 kV Polpaico se interpreta como un reemplazo de éstos, para operar la línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre a su capacidad de diseño, entendiéndose que la mencionada línea no aumenta su capacidad, sino que libera una restricción ocasionada por un equipo secundario.</p> <p>Agradeceremos reconsiderar la inclusión de esta obra en el presente plan.</p>	<p>ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo lo planteado en la observación, al tratarse de un reemplazo de un equipamiento secundario que no viene a ampliar la capacidad de la línea de transmisión a la que se conecta, este tipo de inversiones no corresponde que sean consideradas como una obra de expansión.</p>
27-52	Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos Nuevo Reactor de	Se solicita incorporar en la descripción del proyecto, el reemplazo de los referidos TT/CC de la S/E Ancoa, los cuales permitirán adecuar los equipos a la	ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.	No se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Barra En S/E Ancoa 500 kV, cambio de TT/CC línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa en extremo S/E Ancoa y cambio de TT/CC línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel Circuitos 1 y 2, en ambos extremos.	capacidad nominal de la línea y adaptarse a futuras ampliaciones en la capacidad del conductor de estas líneas.	Incorporar en el análisis la observación realizada.	De acuerdo a los resultados de las simulaciones realizadas con motivo de los distintos análisis desarrollados, esta Comisión no identifica un requerimiento que justifique la incorporación de la obra señalada.
27-53	Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos Ampliación S/E Rio Malleco e incorporación de Reactor 80 MVAR y seccionamiento futuro línea 2x220 kV Entre Ríos-Ciruelos	El análisis de demanda mínima coincidente desarrollado, se realiza para un único despacho de generación en la zona, lo cual pierde de vista distintas condiciones operativas en la zona. Se recomienda realizar análisis considerando una mayor diversidad de escenarios de generación.	ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS. Incorporar en el análisis la observación realizada.	No se acoge la observación. Se revisó la pertinencia de considerar una mayor cantidad de condiciones de despacho para el desarrollo de los análisis, concluyéndose que éstos no modifican ni la ubicación ni el dimensionamiento del equipo, de modo que no se incluirán en el ITF.
27-54	Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos Nuevo reactor de 80 MVAR en la S/E Nueva Ancud	El análisis de demanda mínima coincidente desarrollado, se realiza para un único despacho de generación en la zona, lo cual pierde de vista distintas condiciones operativas en la zona. Se recomienda realizar análisis considerando una mayor diversidad de escenarios de generación.	ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS. Incorporar en el análisis la observación realizada.	No se acoge la observación. Se revisó la pertinencia de considerar una mayor cantidad de condiciones de despacho para el desarrollo de los análisis, concluyéndose que éstos no modifican ni la ubicación ni el dimensionamiento del equipo, de modo que no se incluirán en el ITF.
27-55	Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos Aumento de Capacidad línea 2x110 KV By pass Los Andes – S/E Los Maquis.	De acuerdo a los análisis realizados por el Coordinador en 2020, este proyecto es necesario para el abastecimiento seguro de la demanda de la zona interior de Aconcagua. En periodo de verano, en condición de baja inyección de la Central Chacabuquito, la línea 2x110 kV Aconcagua-Esperanza pierde la condición de seguridad N-1, en el tramo By pass Los Andes – S/E Los Maquis. Se solicita reconsiderar la inclusión de esta obra.	ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS. Incorporar en el análisis la observación realizada.	No se acoge la observación. El proyecto es reevaluado bajo los supuestos de demanda actualizados con motivo del ITF, utilizando la metodología para el desarrollo de los análisis de seguridad contenida en la RE 711, y el proyecto no se justifica en el presente plan de expansión.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
27-56	Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos Nuevo Transformador 66/15 kV de 30 MVA en S/E Cachapoal	<p>Más allá de la incorporación del nuevo transformador en la S/E Punta de Cortés, se identifica la necesidad de un nuevo transformador en la S/E Cachapoal, de acuerdo a las proyecciones de CGE y del Coordinador.</p> <p>Se solicita reconsiderar la inclusión de esta obra en el presente plan.</p>	<p>ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los análisis realizados muestran que es factible realizar traspasos de carga entre la S/E Cachapoal y las S/E Alameda, pudiéndose postergar la incorporación de una obra de expansión en la zona.</p>
27-57	Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos Reemplazo de unidad de 66/15 kV 9,4 MVA por unidad de 66/15 kV 20 MVA en S/E Chimbarongo	<p>De acuerdo a los análisis realizados por el Coordinador, la respuesta a la encuesta de demanda eléctrica presentada por CGE, y más allá de posibles traspasos de cargas a nivel de distribución, se identifica la necesidad de este proyecto. Más aún, en la nueva propuesta 2021 se sigue identificando la necesidad.</p> <p>Se solicita reconsiderar la inclusión de esta obra en el presente plan.</p>	<p>ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los análisis realizados muestran que es factible realizar traspasos de carga entre la S/E Chimbarongo y las SSEE Quinta y Cholchagua, pudiéndose postergar la incorporación de una obra de expansión en la zona.</p>
27-58	Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos Reemplazo de unidad de 154/69/14,8 kV 17,5/25 MVA por una unidad de 154/69/14,8 kV 75/25 MVA en S/E Teno	<p>Actualmente los transformadores AT/AT T3 y T5 de la S/E Teno, 75 MVA y 25 MVA respectivamente, comparten paño único en 66 kV y básicamente operan en paralelo. Se requieren las obras necesarias para independizar ambos paños y reemplazar el transformador de 25 MVA por uno de 75 MVA, otorgando seguridad y suficiencia al sistema de 66 kV. Se solicita reconsiderar la inclusión de esta obra en el presente plan.</p>	<p>ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Debido a la reconfiguración propuesta para la zona con motivo de la incorporación de las obras ""Nueva SE Buenavista"" y ""Ampliación en S/E Rauquén"", no se considera necesaria la incorporación de la obra propuesta.</p>
27-59	Anexo 1: Ampliación de capacidad de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Polpaico	<p>Se solicita reevaluar el proyecto, dado que sus características constituyen el repotenciamiento de una línea existente. Esto le da mayor certidumbre a los plazos considerados para su ejecución y su costo. Lo anterior, es especialmente importante si lo comparamos con proyectos de nuevas líneas con trazados similares, como es el caso de la nueva línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, que se encuentra en proceso de licitación y cuyo trazado ocupa una franja longitudinal similar en parte de su trazado.</p>	<p>ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS</p> <p>Incorporar en el análisis la observación realizada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Los resultados actualizados de la evaluación de la obra señalada se plasman en el ITF incorporando una parte importante de los puntos relevados por la empresa en su observación. Sin embargo, los resultados muestran que la obra propuesta no cumple con los criterios para ser incorporada en el presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Se solicita reconsiderar la inclusión de esta obra en el presente plan.		<p>Al respecto, es importante señalar que, de acuerdo a los análisis desarrollados por esta Comisión, la obra propuesta no permite alcanzar los niveles de transmisión indicados por la promotora en la presentación de la obra, hecho que mermó significativamente los resultados obtenidos en la actualización de resultados con motivo del ITF.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.</p>

Collahuasi

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
28-1	Sección 6.3.2 Proyección de demanda	<p>Se indica que la demanda en el año base (2020) es 68.531 GWh/año. De la información disponible en la página web del Coordinador se puede desprender que la demanda el año 2020 habría sido del orden de 71.053 GWh/año.</p> <p>Por otra parte, en la Resolución Exenta N° 31 que Aprueba Informe Definitivo Previsión Demanda, se indica que el año 2020 la demanda habría sido 71.253 GWh/año.</p> <p>Las diferencias observadas son superiores a 2 TWh año y pueden corresponder a unos 850 MW de generación renovable con factor de planta 0,32%. Dada la relevancia que tiene la demanda inicial en la proyección y evaluación de necesidades de transmisión, se sugiere corregir la demanda del año base.</p>	Corregir la demanda considerada en el año base del estudio ya que sería sobre un 3,0% inferior a la demanda real del año 2020.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En atención a las observaciones recibidas respecto de la proyección de demanda, esta Comisión revisó los antecedentes señalados y decidió ajustar su proyección utilizando la mejor información disponible a la fecha, lo que corresponde al Informe de Previsión de demanda 2020-2040.</p>
28-2	Sección 7.2.3 Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	<p>Actualmente el diseño del sistema de transmisión restringe el aprovechamiento del máximo potencial del sistema de 500 kV entre Alto Jahuel y Charrúa.</p> <p>En el informe técnico preliminar plan expansión anual de transmisión año 2020 la CNE define el proyecto de expansión Nacional "<i>Nuevo Equipo de Compensación Estática Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)</i>"; el cual tiene como objetivo principal garantizar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, incorporando recursos para el control de los niveles de tensión en los nodos del Sistema Nacional comprendido entre las subestaciones Ancoa y Mulchén.</p> <p>Según lo planteado por el Coordinador en la sección 5.5.3.1 del informe propuesta de expansión de la transmisión 2021, "el DE N°185/2020 ha considerado un equipo CER de al menos una capacidad de inyección de 200 MVAR a instalarse en la S/E Maipo o en la S/E Alto Jahuel. Lo anterior para permitir levantar restricciones en condición de N-1. Adicionalmente, en el informe Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020 se han propuesto</p>	<p>Detallar los análisis realizados para fundamentar un Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT).</p> <p>Dado los montos de inversión involucrados, y la diversidad de visiones presentadas en fechas similares por el Coordinador, es crítico que las soluciones que se planteen estén respaldadas técnicamente.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación a la aclaración solicitada, es preciso señalar que la solución planteada por esta Comisión va totalmente en línea con las distintas propuestas realizadas por el Coordinador, tanto en este plan como en ocasiones anteriores, de modo que cuenta con dicho respaldo. Así, para el presente proceso de planificación, el Coordinador propuso la instalación de dos bancos de reactores en la S/E Ancoa en 500 kV, por un monto similar al determinado por esta Comisión.</p> <p>Por otra parte, es importante destacar que los análisis desarrollados por esta Comisión con motivo del ITP permiten concluir que es precisamente la S/E Ancoa el punto óptimo para la conexión del equipo de compensación, para maximizar su aporte al control de las tensiones en el sistema de 500 kV centro-sur, motivo por el cual se</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>obras que levanten restricciones de TT/CC identificadas en este tramo”.</p> <p>El informe propuesta de expansión de la transmisión 2021 del Coordinador también plantea diversas obras para aprovechar un mayor potencial del sistema de 500 kV entre Charrúa y Alto Jahuel existente, por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2 - Reemplazo CCSS línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, en S/E Ancoa <p>Por otra parte, el Apéndice VI del informe publicado por el Coordinador, donde se presenta un “análisis de requerimientos de reactivos” no se identificó la necesidad de un Equipo de Compensación Estática Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT). Por lo tanto, si bien el Coordinador en la sección 2.45 del reporte “Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión Versión Definitiva Año 2020” ha indicado que realiza maniobras en la zona para controlar desafíos operacionales, no ha optado por definir la necesidad de un Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos.</p> <p>En este contexto, se sugiere verificar si el proyecto propuesto por la CNE es necesario y parte de una solución completa a los desafíos no sólo asociados al cumplimiento de los requerimientos de la norma técnica en la zona, sino también a obtener el máximo potencial del sistema de 500 kV existente. Es importante que las inversiones que está sugiriendo la CNE en esta etapa estén alineadas también con los aspectos que está sugiriendo el Coordinador en la misma zona.</p>		<p>solicitó mayores antecedentes al propietario de dicha instalación, con el propósito de analizar la factibilidad de contar con una obra de expansión que se pueda conectar en dicho punto. Lo anterior derivó en una modificación de la obra incorporada al ITP, debido a la conveniencia de su materialización en la S/E Ancoa.</p>
28-3	Sección 6.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción	En el informe se indica: “Se han considerado como antecedente para el presente plan de expansión aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta	Se deben considerar las obras en construcción más actualizadas que las indicadas en la Sección	Ver respuesta a la observación 12-5

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>N° 64 de la Comisión, de 28 de febrero de 2020, las que se singularizan en la misma resolución.”</p> <p>Se sugiere tener en consideración que entre marzo y septiembre la CNE ha publicado resoluciones donde informa obras en construcción que en total agregarían unos 2107 MW de generación al sistema. Si se considera el periodo entre marzo y diciembre de 2020, las nuevas obras en construcción totalizan 2759 MW.</p> <p>Lo indicado anteriormente lleva a la necesidad de revisar los criterios utilizados en la planificación del sistema ya que existe un desfase importante entre la información que se considera en los estudios de planificación y el desarrollo efectivo del mercado.</p> <p>Un síntoma de lo indicado anteriormente es que durante el año 2020 se han publicado 14 resoluciones asociadas al desarrollo de obras urgentes. Por su parte, durante el año 2019 se definieron 12 obras urgentes.</p>	<p>6.3.3.2 del reporte. La magnitud de los cambios en nuevas obras de generación en construcción es relevante para el propósito del estudio desarrollado por la CNE.</p>	
28-4	Sección 6.3.4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	<p>En general los escenarios que se desarrollan no consideran capacidad de generación flexible efectiva, sobre todo en el periodo entre los años 2021 y 2032. La capacidad de generación flexible efectiva puede aumentar o al menos mantener su generación en los momentos que se requiere de flexibilidad en el sistema.</p> <p>En un contexto de alta integración de energía renovable y retiro de centrales a carbón, el desarrollo de capacidad de generación flexible efectiva tiene un rol importante no sólo en mantener objetivos de confiabilidad en el sistema, sino también una operación económica.</p> <p>A modo de ejemplo, el desarrollo de sistemas de almacenamiento también puede contribuir a retrasar necesidades de desarrollo de transmisión.</p>	<p>Se sugiere verificar si los planes de obra propuestos cumplen requerimientos de operación confiable del sistema.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la verificación de cumplimiento de los requerimientos de flexibilidad del sistema en el contexto de la conformación del plan de obras de generación, es necesario indicar que, dada la envergadura del análisis requerido para emitir una opinión o verificar dicho cumplimiento, esto resulta imposible de incorporar dentro del contexto señalado, así como, muy probablemente, dentro del proceso de planificación de la transmisión. En este sentido, no resulta factible atender la sugerencia contenida en la observación,</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Al revisar el informe no queda claro la forma de tratar los requerimientos de confiabilidad y flexibilidad del sistema. Estos temas han sido tratados en el desarrollo de la Estrategia de Flexibilidad, entre otras instancias.		por escapar el alcance de la metodología contemplada en la RE 711.
28-5	Sección 3.2.2. Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito	<p>Las resoluciones que ha publicado la CNE durante los últimos 12 meses, donde se presentan instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción, muestran una cantidad superior a 4000 MW de proyectos de generación renovable en construcción.</p> <p>En un contexto de alta penetración de energía renovable en los próximos 48 meses, activación de restricciones de seguridad (requerimientos de servicios complementarios e inercia mínima) y activación de inflexibilidades de unidades térmicas e hidroeléctricas, es altamente probable que el sistema se encuentre en una condición de costo marginal cero sistémico durante el día.</p> <p>En este contexto, no es claro cómo nuevas obras de transmisión como la propuesta contribuyen a reducir los costos de operación del sistema en una magnitud suficiente como para justificar la inversión. Lo indicado anteriormente es un desafío no sólo para la línea indicada, sino también para una gran parte de obras de transmisión de inversión relevante que, bajo el contexto regulatorio vigente, pueden tener dificultades para ser justificadas.</p> <p>En esta línea, los antecedentes publicados por la CNE en el reporte no permiten tener un buen entendimiento de los factores que llevan a la justificación de la obra en un contexto de alta integración de energía renovable, cumplimiento de requerimientos sistémicos de seguridad y presencia de inflexibilidades de operación.</p>	Se sugiere complementar los antecedentes de manera de poder presentar a los lectores del reporte fundamentos completos que permitan entender cómo en un contexto de alta integración de energía renovable, activación de restricciones de seguridad y presencia de inflexibilidades de operación en unidades térmicas e hidroeléctricas, se justifican inversiones de transmisión importantes.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los criterios para la incorporación de obras al plan de expansión se encuentran definidos en la RE 711, los que, en particular para las obras del Sistema de Transmisión Nacional, cuyo propósito principal corresponde a la mejora en términos de eficiencia operacional, entendida esto como la reducción de los costos esperados de operación, inversión y falla, durante todo el horizonte de estudio. Sin perjuicio de lo anterior, y atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
28-6	Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)	<p>En la tabla 53 se indica:</p> <p>“El proyecto fue analizado en función de su aporte a la seguridad y calidad de servicio de la zona norte del SEN. Si bien se constató el aporte del proyecto a la mejora en las condiciones de control de tensión en la zona, permitiendo, con ello, mejorar la seguridad de servicio, el proyecto "Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas Y Nueva Línea 2x500 KV Nueva Lagunas – Kimal", incorporado en el presente Plan de Expansión, permite mejorar <u>considerablemente</u> las condiciones de calidad y seguridad de servicio en la zona, con lo cual se resuelve el problema detectado por el Coordinador.”</p> <p>De acuerdo a lo anterior, el proyecto “ Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)” no fue incorporado en el presente Plan de Expansión propuesto por la CNE.</p> <p>El proyecto "Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas Y Nueva Línea 2x500 KV Nueva Lagunas – Kimal" <u>es beneficioso en el largo plazo</u> para el desarrollo de un polo de generación renovable en la zona, dar más robustez al abastecimiento de proyectos mineros en la zona de Lagunas y demanda regulada en el extremo norte.</p> <p>Se sugiere tener en consideración que el Coordinador en dos oportunidades ha recomendado un SVC en Lagunas. Primero en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión 2020, publicada el 9 de Julio de 2020 (Secciones 3.1.2.3, 3.1.2.4 y 3.1.2.5), y posteriormente en el informe “Propuesta de Expansión de la Transmisión para el año 2021”, publicada el 22 de enero. Particularmente en el Apéndice VI de Análisis de requerimientos de reactivos del sistema de transmisión, Sección 3.1, se indica:</p> <p>“En la zona se incluyen dos proyectos relevantes, correspondiente a los aumentos de demanda de Minera Teck Quebrada Blanca (QB) y Compañía</p>	<p>Detallar los análisis realizados para descartar la necesidad de un Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo) en S/E Lagunas.</p> <p>En caso que durante los años previos a la puesta en servicio del proyecto “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas Y Nueva Línea 2x500 KV Nueva Lagunas – Kimal” se evidencien brechas en el cumplimiento de los requerimientos establecidos en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio, se debe proponer una solución específica para garantizar dicho cumplimiento. En esta línea, el Coordinador en dos oportunidades ha propuesto un Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo) en S/E Lagunas.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En atención a lo señalado en esta observación, así como otras recibidas en similar tenor, esta Comisión realizó nuevos análisis, concluyendo en que resulta necesaria la incorporación de un equipo de compensación reactiva de carácter dinámico en la zona norte del SEN, incorporando la obra denominada "Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas(RCER AT)" en el presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Minera Doña Inés de Collahuasi (CMDIC). <u>Para estos proyectos se mantiene la recomendación de obras indicadas en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020</u>, en el que se solicita la instalación de un SVC en S/E Lagunas con una capacidad de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo, y la conexión de los paños de línea 2x220 kV Lagunas-Collahuasi a diferentes secciones de barra”</p> <p>En este contexto, aparentemente, el escenario de crecimiento de la demanda de Collahuasi en la zona de Lagunas no fue analizado en los estudios eléctricos para verificar cumplimiento de norma técnica. Por ejemplo, en el archivo “Índice escenarios PF.xlsx” que se publicó como parte de los anexos del estudio se indica que se analizaron los siguientes escenarios.</p> <p>[PRESENTA TABLA]</p> <p>Al revisar la demanda en la zona de Lagunas considerada en el modelo de DigSilent publicado en la misma página web no se observan cambios topológicos, ni de crecimiento de la demanda, asociados a expansiones de Collahuasi en la base de datos de DigSilent. La siguiente figura ilustra los objetos de demanda considerados en la zona (Caso de Estudio 2027).</p> <p>[PRESENTA IMAGEN]</p> <p>La estructura del sistema de la zona de Lagunas que se está considerando en el modelo DigSilent se ilustra a continuación. Se puede apreciar que se ha considerado la estructura del sistema actual de Collahuasi, sin considerar sus expansiones.</p> <p>[PRESENTA IMAGEN]</p> <p>En este contexto, del reporte y de las bases de datos de DigSilent publicadas por la CNE no es evidente la forma de verificar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en la norma técnica teniendo en consideración la magnitud y la</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>oportunidad del desarrollo de nueva demanda en la zona de Lagunas.</p> <p>Es crítico verificar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en el artículo 16 de la Re 711, para todo el periodo cubierto por el plan, que indica el requerimiento de efectuar un análisis de seguridad y resiliencia de manera de determinar las necesidades de transmisión que permitan otorgar el nivel de seguridad necesario para el abastecimiento de los clientes finales, de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y a lo dispuesto en el literal a) del Artículo 87° de la Ley.</p>		
28-7	Proyección de demanda de Collahuasi	La proyección de demanda de Collahuasi que fue informada el 17 de julio de 2020 a la CNE, no fue considerada. Esta información fue entregada a la CNE en el contexto de la apertura de comentarios y observaciones a la proyección de demanda para el estudio de planificación de la transmisión 2020 (enviadas a plandeexpansion2020@cne.cl).	Se deben corregir los análisis de la zona norte con la demanda realmente informada.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En atención a lo señalado en esta observación, así como otras recibidas en similar tenor, esta Comisión realizó ajustes a la proyección de demanda, de acuerdo a lo señalado en el Capítulo 6 del ITF.</p>
28-8	General: Información de capacidad de transferencia de los distintos tramos de transmisión	<p>La información desplegada por la CNE en el reporte no permite verificar que los parámetros de línea (capacidades de transferencia) que se han considerado están alineados con las prácticas de operación vigentes utilizadas por el Coordinador.</p> <p>En algunas oportunidades es posible encontrar diferencias importantes entre las capacidades de transferencia que se utilizan con fines de planificación y las capacidades de transferencia que se utilizan con fines de operación.</p> <p>En este contexto, se sugiere explicitar en el informe la información de la capacidad de transferencia de los distintos tramos del sistema de transmisión que se han considerado en la evaluación.</p> <p>A modo de ilustrativo, respecto a casos que se han identificado recientemente, en el Informe de Diagnóstico de Uso Esperado del Sistema de Transmisión, publicado por el Coordinador el 23 de</p>	<p>Explicitar en el informe la información de la capacidad de transferencia de los distintos tramos del sistema de transmisión que se ha considerado en la evaluación.</p> <p>Verificar que los análisis que está realizando la CNE consideran las capacidades de transporte adecuadas en cada uno de los tramos del sistema de transmisión. Por otra parte, dado que se la ley obliga a buscar un crecimiento óptimo, entonces se debiera hacer</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Las capacidades de transmisión utilizadas por esta Comisión se encuentran detalladas en las bases de datos de los modelos de simulación utilizados para el desarrollo de los análisis, así como en la descripción de los análisis realizados para la incorporación de obras.</p> <p>En cuanto a las capacidades de sobrecarga de algunas instalaciones, si bien esto constituye un elemento a ser considerado dentro del proceso de planificación, esto se debe tratar procurando un equilibrio entre los objetivos de eficiencia económica y la incorporación de la infraestructura necesaria para el buen desempeño técnico</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>diciembre de 2020, particularmente en la Tabla 5-1 se indican capacidades de línea a 30°C. En el informe que se utilizó para hacer la propuesta de expansión de la transmisión del año 2020 (publicado en enero de 2020), bajo consideraciones similares, se indican capacidades de transferencia distintas.</p> <p>Por ejemplo, en el informe de diciembre de 2020 se indica que el tramo Los Changos - Cumbre tiene una capacidad de 2037 MVA, mientras que en el informe de enero de 2020 se indica que tiene una capacidad de 1500 MVA. Por su parte, el Coordinador en la programación diaria de la operación considera 1500 MW.</p> <p>Diferencias como las indicadas pueden estar ocurriendo en los supuestos utilizados por la CNE y la información publicada no permite una verificación de los parámetros más relevantes.</p> <p>Por otra parte, respecto al caso particular del tramo Los Changos - Cumbre - Nueva Cardones, la versión 003-20 del diagrama unilineal del sistema que publicó el Coordinador el 29 de enero de 2020, indica que la capacidad de transferencia está limitada a 1584,8 MVA por compensación serie. No obstante, de acuerdo a la información disponible en infotécnica, la compensación serie instalada tiene una capacidad de sobrecarga importante (Ver documento "Sistema de transmisión 500 kV Mejillones – Cardones" SCHA-500-E-ES-8024 disponible en la página web de infotécnica). Particularmente, según se indica en la tabla 4, pg 18 del reporte indicado, la compensación serie instalada permite capacidad de sobrecarga de "1.35 PU for 30 min in a 6h period (emergency loading IEL)").</p> <p>En este contexto, no sólo es importante verificar que los análisis que está realizando la CNE y el Coordinador consideran las capacidades de transporte adecuadas en cada uno de los tramos del sistema de transmisión, sino que también se sugiere</p>	<p>uso de las capacidades de sobrecarga que existen en el sistema.</p>	<p>y económico del sistema eléctrico frente de distintas condiciones futuras.</p> <p>Dado lo anterior, esta Comisión no incluirá lo solicitado en el ITF.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>verificar si se hace uso de las capacidades de sobrecarga importantes que existen en el sistema.</p> <p>En caso que la normativa técnica no permita realizar las evaluaciones utilizando el máximo potencial de los sistemas existentes, se sugiere considerar que como estrategia de mejora regulatoria dichas capacidades sí podrían ser utilizadas en el futuro próximo, lo cual es importante al definir expansiones óptimas del sistema de transmisión.</p>		

Consejo Minero

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
29-1	SECCIÓN 6.3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA	<p>Se indica que la demanda en el año base (2020) es 68.531 GWh/año. De la información disponible en la página web del Coordinador se puede desprender que la demanda el año 2020 habría sido del orden de 71.053 GWh/año.</p> <p>Por otra parte, en la Resolución Exenta N° 31 que Aprueba Informe Definitivo Previsión Demanda, se indica que el año 2020 la demanda habría sido 71.253 GWh/año.</p> <p>Las diferencias observadas son superiores a 2 TWh año y pueden corresponder a unos 850 MW de generación renovable con factor de planta 0,32%.</p> <p>Dada la relevancia que tiene la demanda inicial en la proyección y evaluación de necesidades de transmisión, se sugiere corregir la demanda del año base.</p> <p>También apreciamos que en la expansión de la demanda se omitió información de clientes libres. Por ejemplo, el crecimiento de la demanda de Collahuasi en la zona de Lagunas no fue analizado en los estudios eléctricos para verificar cumplimiento de norma técnica. Por ejemplo, en el archivo "Índice escenarios PF.xlsx" que se publicó como parte de los anexos del estudio se indica que se analizaron los siguientes escenarios.</p> <p>[PRESENTA TABLA]</p> <p>Al revisar la demanda en la zona de Lagunas considerada en el modelo de DigSilent publicado en la misma página web no se observan cambios topológicos, ni de crecimiento de la demanda, asociados a expansiones de Collahuasi en la base de datos de DigSilent. La siguiente figura ilustra los objetos de demanda considerados en la zona (Caso de Estudio 2027).</p> <p>[PRESENTA IMAGEN]</p> <p>La estructura del sistema de la zona de Lagunas que se está considerando en el modelo DigSilent se ilustra a continuación. Se puede apreciar que se ha considerado la estructura del sistema actual de Collahuasi, sin considerar sus expansiones.</p> <p>[PRESENTA IMAGEN]</p> <p>En este contexto, del reporte y de las bases de datos de DigSilent publicadas por la CNE no es evidente la forma de verificar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en la norma técnica teniendo en consideración la magnitud y la</p>	<p>Corregir la demanda considerada en el año base del estudio ya que sería sobre un 3,0% inferior a la demanda real del año 2020. Además, corregir la proyección de demanda, incorporando información omitida de los clientes libres.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En atención a las observaciones recibidas respecto de la proyección de demanda, esta Comisión revisó los antecedentes señalados y decidió ajustar su proyección utilizando la mejor información disponible a la fecha, lo que corresponde al Informe de Previsión de demanda 2020-2040.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		oportunidad del desarrollo de nueva demanda en la zona de Lagunas.		
29-2	7.1.1 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES KIMAL Y LAGUNAS	<p>1) La tabla 31 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Ampliación de la línea de transmisión 2x220 kV Kimal – Encuentro” (el cual tiene el nombre “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Kimal” en el numeral 3.1.2), donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en los primeros dos años no hay beneficios en 4 de los 5 escenarios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.</p> <p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica.</p> <p>Por tanto, la decisión óptima es la de postergar el proyecto y reevaluarlo en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p> <p>2) La tabla 32 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Nueva Sistema 500 kV Kimal – Nueva Lagunas”, que incluye los tres proyectos</p> <ul style="list-style-type: none"> - “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal”, - “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas” y - “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)”, <p>donde se muestra que el conjunto de los 3 proyectos otorga beneficios en 4 de los 5 escenarios</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en los primeros dos años no existe beneficios en ninguno de los escenarios y sólo 4 de los 5 escenarios en el tercer año, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.</p>	<p>Subtítulo 7.1.1 de Título 7.1</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos asociados al “Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas”, es decir, eliminar los proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal” • “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” • “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas” • “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)” <p>Lo anterior, por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en la mayoría de los escenarios. Como complemento de lo</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión revisó los antecedentes planteados en la observación, y los tuvo en cuenta para el desarrollo de los análisis incluidos en el ITF del presente plan de expansión, especialmente en lo que respecta a la definición del proceso anual en el que se deben incorporar las obras de expansión, de modo de cumplir de la mejor manera los objetivos del proceso de planificación, capturando los mayores beneficios económicos dentro del horizonte de evaluación, cubriéndose contra posibles riesgos asociados a retrasos o indisponibilidad de infraestructura y favoreciendo las condiciones de competencia que promuevan el desarrollo de la oferta, entre otras consideraciones.</p> <p>Finalmente, en relación a la solicitud de incorporación de la obra “Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)”, esta Comisión ha incorporado la obra equivalente denominada "Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas(RCER AT)" en el presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica.</p> <p>Por tanto, la decisión óptima es la de postergar el proyecto y reevaluarlo en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p> <p>3) Por último, la tabla 33 del informe muestra la evaluación económica conjunta de los cuatro proyectos mencionados anteriormente, donde se muestra que el proyecto conjunto otorga beneficios en 4 de los 5 escenarios.</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que, en los primeros cinco años la mayoría de los escenarios no otorga beneficios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto conjunto.</p> <p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica.</p> <p>Por tanto, la decisión óptima es la de postergar los 4 proyectos y reevaluarlos en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p> <p>En síntesis, de lo indicado en los puntos 1), 2) y 3) de nuestra observación, en las tres evaluaciones resulta más conveniente postergar la recomendación de los proyectos.</p> <p>Como complemento a la observación anterior, hacemos ver que el proyecto “Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)” no fue incluido en el Informe Técnico Preliminar. En efecto, la tabla 53 señala:</p> <p>“El proyecto fue analizado en función de su aporte a la seguridad y calidad de servicio de la zona norte del SEN. Si bien se constató el aporte del proyecto a la mejora en las condiciones de control de tensión en la zona, permitiendo, con ello, mejorar la seguridad de servicio, el proyecto "Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas Y Nueva Línea 2x500 KV Nueva Lagunas – Kimal", incorporado en el presente Plan de</p>	<p>anterior, se solicita incorporar el proyecto “Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)”.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Expansión, permite mejorar <u>considerablemente</u> las condiciones de calidad y seguridad de servicio en la zona, con lo cual se resuelve el problema detectado por el Coordinador.”</p> <p>Se sugiere tener en consideración que el Coordinador en dos oportunidades ha recomendado un SVC en Lagunas. Primero en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión 2020, publicada el 9 de Julio de 2020 (Secciones 3.1.2.3, 3.1.2.4 y 3.1.2.5), y posteriormente en el informe “Propuesta de Expansión de la Transmisión para el año 2021”, publicada el 22 de enero. Particularmente en el Apéndice VI de Análisis de requerimientos de reactivos del sistema de transmisión, Sección 3.1, se indica:</p> <p>“En la zona se incluyen dos proyectos relevantes, correspondiente a los aumentos de demanda de Minera Teck Quebrada Blanca (QB) y Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi (CMDIC). <u>Para estos proyectos se mantiene la recomendación de obras indicadas en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020</u>, en el que se solicita la instalación de un SVC en S/E Lagunas con una capacidad de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo, y la conexión de los paños de línea 2x220 kV Lagunas-Collahuasi a diferentes secciones de barra</p>		
29-3	7.1.5 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA	<p>La tabla 41 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en los primeros cinco años no existe beneficios en ninguno de los escenarios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.</p> <p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica. Por tanto, la decisión óptima es la de postergar el proyecto y reevaluarlo en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p>	<p>Subtítulo 3.2.3 y 4.1.22</p> <p>Se solicita eliminar los proyectos “Nueva S/E Seccionadora” La Invernada y “Ampliación de S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)” del presente Plan de Expansión por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en ningún escenario.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La solución de transmisión incorporada en el ITF del Plan de Expansión 2019, compuesta por las obras zonales “Nueva S/E Seccionadora Epuleufu” y “Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu” y la obra del Sistema de Transmisión Nacional “Nueva S/E Seccionadora La Invernada”, correspondía a una solución integral para el abastecimiento de la demanda de la zona y para maximizar la capacidad de evacuación de generación de los proyectos ubicados en la zona, toda</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Cabe señalar que en el numeral 7.1.5 se indica que <i>“El proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” tiene como objetivos aumentar la seguridad en el abastecimiento de la demanda de las comunas de Malleco, Negrete, Renaico, Angol, Los Sauces y Collipulli, así como permitir el desarrollo y la evacuación del potencial eólico de la zona hacia el Sistema de Transmisión Nacional.”</i> , por tanto, se hace referencia a un tema de seguridad que no corresponde al análisis técnico-económico que se debe desarrollar en el punto 7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional.</p>		<p>vez que permitía no degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas intervenidas, así como mantener la consistencia con relación a los procesos asociados a la gestión del acceso abierto a los sistemas de transmisión desarrollados por el Coordinador.</p> <p>Finalmente, los resultados de la evaluación económica realizada con motivo del ITF, muestran que la obra en cuestión cumple con los criterios contenidos en la RE 711 para su incorporación en el presente plan de expansión, así como también dan cuenta de que postergar su incorporación no presenta beneficios para el sistema ni tampoco una reducción de tarifa al cliente final, por lo que no corresponde su exclusión del presente plan.</p>
29-4	<p>7.1.5 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA</p> <p>y</p> <p>4.1.22 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS)</p>	<p>No hay claridad respecto de si en el VATT utilizado para evaluar el proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada se incluyeron todas las obras necesarias para concretar este proyecto. Lo anterior se fundamenta en los siguientes puntos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) El proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada requiere para su materialización que a su vez se desarrolle el proyecto “Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)”, que tiene un VATT de 2,87 millones de USD. 2) De acuerdo con lo indicado en el numeral 4.1.22.5, el proyecto “Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 KV (BS)” cambiará la calificación de la instalación dedicada “S/E Celulosa Pacífico”, por lo que el VATT de dicha obra será un costo más a pagar por el sistema en caso de desarrollarse la S/E La Invernada, y debe ser incluido en el VATT total para la evaluación económica. 	<p>Subtítulos 3.2.3 y 4.1.22</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” y “Ampliación de S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)”, puesto que su inclusión no se ha justificado en conformidad a lo establecido en la RE711.</p> <p>En efecto, el proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” debe ser</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se realizó una revisión en mayor detalle de los VI referenciales utilizados para la evaluación económica de la obra en cuestión, modificando los montos al alza, en atención a las consideraciones señaladas por efecto de la intervención que la obra realiza sobre instalaciones dedicadas, así como por el efecto que la obra tendría sobre la futura calificación de tramos actualmente calificados como dedicados. El detalle de los tramos considerados en el VI referencial de la obra, así como el resultado de la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>3) De acuerdo con lo indicado en el numeral 3.2.3.5 el proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” cambiará la calificación de la instalación dedicada “Línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico”, por lo que el VATT de dicha obra será un costo más a pagar por el sistema en caso de desarrollarse la S/E La Invernada, y debe ser incluido en el VATT total para la evaluación económica.</p> <p>4) En la planilla “Evaluación Económica General - ITP Zonal.xlsx” donde se incluyen la evaluación económica del proyecto se incluye un VATT de 1,085 millones de dólares, respecto del cual no se indican cuáles son las instalaciones asociadas.</p> <p>5) La zona tendría la siguiente configuración topológica en el caso “con proyecto”.</p>	<p>evaluado económicamente en conjunto con el proyecto “Ampliación de S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)”, e incluir en el caso “con Proyecto” el VATT de todas las obras necesarias para obtener los beneficios de la obra, lo que incluye, al menos, el VATT de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nueva S/E Seccionadora La Invernada. • Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS). • S/E Celulosa Pacífico. • Línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico. 	<p>evaluación económica, se encuentra en el Capítulo 7 del ITF.</p>
29-5	7.1.2 Apoyo al Sistema de Transmisión de la Región de Antofagasta	<p>1) La tabla 34 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en el primer año no hay beneficios en 3 de los 5 escenarios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.</p> <p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica. Por tanto, la decisión óptima es la de postergar el proyecto y reevaluarlo en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p>	<p>Subtítulo 3.1.5</p> <p>Se solicita eliminar el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)” del presente Plan de Expansión, por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en ningún escenario.</p> <p>Cabe señalar que el análisis presentado en la</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, es importante señalar que la S/E Parinas acumula montos de generación por entre 3500 y 4700 MW, según el EGPT que se tome, los que se desarrollarán en distintos momentos según cada escenario. Si bien dichos montos corresponden al resultado de una optimización de inversiones de generación y transmisión (modelo matemático), y no necesariamente ocurrirá así, a la fecha de corte utilizada para recabar información relativa a las solicitudes de acceso abierto a los sistemas de transmisión</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2) La tabla 35 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>El cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Por tanto, se puede observar que tanto en el primer año como en el agregado de todos los años hay beneficios en la mayoría de los casos, por lo que el proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI” es conveniente por sí sólo, sin considerar el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)”.</p> <p>3) La tabla 36 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI”, pero considerando incluido dentro del caso “sin proyecto” el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)”, presentando que el primero otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>El cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en los todos los años hay beneficios en la mayoría escenarios, por lo que sería conveniente incorporar el proyecto en el presente Plan de Expansión. Sin embargo, esta no es la evaluación correcta, ya que, al considerar el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)” en los casos con y sin proyecto, implícitamente se está considerando que el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)” es recomendable por sí sólo.</p> <p>Finalmente, dado que lo indicado en el numeral 2) de nuestra observación señala que se justifica la inclusión del proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI” por sí sólo, entonces la evaluación del proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)” debe considerar el proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI” dentro del caso “sin proyecto”.</p>	<p>tabla 36 no justifica la conveniencia de incluir el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)”, ya que en esa evaluación se compara con y sin el proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR”, asumiendo que en ambos casos está “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)”.</p>	<p>que ha recibido el Coordinador (abril de 2020), dicho registro contaba con un total de 14 solicitudes recibidas, alcanzando un monto equivalente a 5460 MW entre proyectos, eólicos, solares e híbridos, los que se conectarían mayoritariamente en el nivel de tensión de 220 kV, aunque existen solicitudes para conexión en 500 kV. Además, es del caso señalar que, de acuerdo a lo indicado en las solicitudes mencionadas, de los 14 proyectos recibidos, aquel cuya puesta en servicio esperada se extiende más en el tiempo, corresponde al mes de marzo de 2026.</p> <p>En este sentido, y a pesar de lo contundente de los datos expuestos previamente, esta Comisión ha tomado un enfoque de prudencia respecto de su tratamiento, dado los grandes montos involucrados y la incertidumbre propia del proceso de planificación. Un ejemplo claro de dicho enfoque corresponde a la distribución de los montos de generación conectados en 220 y 500 kV, en donde se ajustaron dichos montos en función de un equilibrio entre los flujos que circulan por el corredor Parinas - Likanantai y a través del transformador hacia el sistema de 500 kV. Lo anterior, tiene un efecto relevante en el nivel de congestión del transformador, ya que, si se hubiese considerado únicamente conectar en 220 kV toda la generación</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>(solución por defecto), se requeriría incorporar, probablemente, más de un equipo en este plan de expansión. Por otra parte, en relación a la evaluación conjunta con la obra "Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Likanantai - Nueva Zaldivar", esta Comisión desarrolló distintos análisis en cuanto a posibles combinaciones en que se pudieran presentar estas obras, concluyendo que ambas obras cumplen, por sí mismas, los requisitos para ser incorporadas al presente plan de expansión, así como también lo hacen en forma conjunta. En todo caso, es importante señalar que, a primera vista, resulta más beneficioso incorporar en forma posterior (del orden de 1 año) el equipo de transformación. Sin embargo, al analizar en mayor detalle los resultados y la modelación eléctrica de la zona, se concluye que dicho efecto se encuentra íntimamente ligado a la separación por nivel de tensión utilizada para la conexión de los proyectos de generación ubicados en la S/E Parinas, cuya proporción se mantuvo para este ITF en relación al ITP.</p> <p>Por todo lo anteriormente expuesto, esta Comisión no excluirá del presente plan de expansión el proyecto observado.</p>
29-6	7.1.4 Apoyo al Sistema de Transmisión entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico.	Se observa el VI utilizado para la evaluación económica del proyecto contiene un valor de 10 millones de USD, del cual no se indica a qué obras corresponde. Lo anterior puede verificarse en la hoja "VAN Obra Tasa 2019"	<p>Subtítulo 7.1.4</p> <p>Se solicita indicar a qué obras corresponden los 10</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>El incremento en 10 MMUSD en el VI referencial de la obra en cuestión,</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Columna “Correlativo Informe”: N°43 Columna “Proyecto OSE”: “93 Nogales - NPA 500 (1 Circ) + Trafo 500-220 + Obra Indicativa hacia Nva Maitencillo” Columna “Costo unitario [MUS\$]”: suma celdas VI!H8+VI!H9+VI!H10+10</p>	<p>millones de dólares incluidos en la valorización del proyecto OSE “93 Nogales - NPA 500 (1 Circ) + Trafo 500-220 + Obra Indicativa hacia Nva Maitencillo”.</p>	<p>corresponde a una aproximación al valor de una obra adicional a la incorporada en el presente plan de expansión, pero que fue considerada como una obra de carácter indicativo para efecto de la modelación en las simulaciones. Lo anterior se debe a que esta obra indicativa, a juicio de esta Comisión, aporta a la eficiencia en la operación del sistema, en conjunto con la obra incorporada, pero, debido a su naturaleza, requiere de un menor plazo de ejecución, por lo que podría a ser incorporada en un próximo plan de expansión. En particular, la expansión considerada corresponde al retensado del conductor del tramo Pan de Azúcar - Nueva Maitencillo 2x500 kV, manteniendo el alcance indicado por la empresa Interchile para la intervención de dicho tramo en su propuesta denominada "Ampliación de Capacidad Línea de Transmisión Nueva Maitencillo - Polpaico 500 kV". Sin perjuicio de lo anterior, y en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en cuestión del presente plan de expansión.</p>
29-7	7.1.4 Apoyo al Sistema de Transmisión entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico.	<p>1) Entendiendo que el proyecto “APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES NUEVA PAN DE AZÚCAR Y POLPAICO” (en adelante “Apoyo NPA-POL”) incluye sólo los siguientes tres proyectos: 1. Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM) 2. Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT).</p>	<p>Subtítulos 3.1.8, 3.1.10 y 3.2.2. Se solicita eliminar los siguientes proyectos del presente Plan de Expansión: 1. Ampliación en S/E</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. En atención a las distintas actualizaciones de antecedentes realizadas con motivo de la elaboración del ITF, y en atención a los resultados de los análisis, esta Comisión decidió excluir la obra en</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>3. Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito.</p> <p>La tabla 38 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Apoyo NPA-POL”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>El cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que no hay beneficio en el primer año en ninguno de los 5 escenarios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto. La conclusión anterior se refuerza con que, si se realiza el ejercicio por cada escenario de calcular del VAN atrasando el proyecto, en ninguno de los escenarios 1 a 4 el VAN óptimo es anterior a 2033.</p> <p>2) La tabla 39 del informe muestra la evaluación económica realizada para el proyecto “Apoyo NPA-POL” en conjunto con la obra “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>El cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en los todos los años hay beneficios en la mayoría escenarios, por lo que sería conveniente incorporar el proyecto en el presente Plan de Expansión. Sin embargo, esta evaluación no es correcta, debido a que como el proyecto “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada” es recomendable por si mismo, la evaluación realizada está capturando beneficios de otro proyecto. La evaluación correcta en este caso sería considerar que el proyecto “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada” está presente tanto en los casos “con” como “sin” proyecto.</p> <p>3) La tabla 40 del informe muestra la evaluación económica realizada para el proyecto “Apoyo NPA-POL” en conjunto con la obra “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea</p>	<p>Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM)</p> <p>2. Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT).</p> <p>3. Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito.</p> <p>Lo anterior, por ser más conveniente postergar la decisión de inversión, al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en ningún escenario.</p> <p>Cabe destacar que de la tabla con detalle anual que presentamos en el punto 2) de nuestra observación, el VAN óptimo del proyecto se encuentra mucho después de 2027 para la mayoría de los escenarios.</p>	<p>cuestión del presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada”, comparado con un atraso en la entrada de la línea HVDC, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Tal como señaláramos en el punto 2) anterior, esta evaluación no es válida ya que no considera en el caso “sin proyecto” el proyecto “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada”. Además, la RE711 no contempla evaluar múltiples escenarios basados en atrasos en la fecha en entrada en servicio de un proyecto ya contenido en otro plan de expansión.</p>		
29-8	<p>7.2.1.1 “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén”</p>	<p>Se indica en el numeral 7.2.1.1 del informe que <i>“Los proyectos ‘Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui’ y ‘Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén’ tienen por objetivo asegurar el cumplimiento del criterio N-1 en el Sistema de Transmisión Nacional.”</i></p> <p>Al respecto, hacemos presente que el cumplimiento del criterio N-1 en el sistema de transmisión Nacional es una <u>restricción que condiciona un cierto nivel de seguridad</u>, que debe ser internalizada en los <u>análisis económicos</u> de los procesos de operación y planificación del sistema eléctrico.</p> <p>La RE711 indica que <i>“Para efectos de analizar las instalaciones de transmisión nacional, se determinarán las necesidades de transmisión que permitan asegurar el abastecimiento de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional frente a las contingencias que establece la normativa técnica para este segmento de transmisión.”</i></p> <p>El artículo 5-5 de la NTSyCS indica: <i>“La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, definido según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 32.”</i></p> <p>El número 32 del artículo 1-7 de la NTSyCS indica: <i>“Criterio N-1: Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un SI que garantiza que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas</i></p>	<p>Subtítulos 3.1.12 y 3.1.13</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén” por cuanto el análisis por Seguridad realizado en el informe no se ajusta a lo establecido en la RE711.</p> <p>El análisis de los proyectos que se ajusta a la RE711 corresponde al de Análisis Técnico Económico según su artículo 21. Para lo anterior:</p> <p>Se debe considerar el VATT de todas las obras que sean necesarias, esto es:</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>El análisis desarrollado por esta Comisión en relación al abastecimiento seguro, confiable y a mínimo precio de la zona de Concepción fue abordado desde distintos aspectos, realizando análisis de demanda máxima coincidente a través de flujos de potencia en los tramos radiales de la zona, verificando que las líneas y transformadores que abastecen finalmente las demandas posean la capacidad suficiente para ello, así como mediante análisis de flujos de potencia bajo condiciones de contingencia, de modo de corroborar que exista la capacidad de transmisión suficiente para abastecer la demanda en dichas condiciones y de forma eficiente. Finalmente, a partir del análisis de contingencia se determinaron las restricciones de transmisión que fueron incorporadas al modelo de simulación de la operación del sistema para todo el horizonte de análisis. Dentro de los</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.</i></p> <p>El nivel de seguridad requerido por el cumplimiento del criterio N-1 puede ser asegurado mediante el despacho de generación local, a un mayor costo de operación. En efecto, el argumento que se señala en 7.2.1.1 es que debido a la ausencia de Bocamina 1 y 2 ya no se cumpliría el criterio N-1, sin embargo, con la presencia de otros de recursos de generación disponibles en la zona, es posible lograr el mismo efecto que las carboneras, pero a mayor precio. A continuación, un listado de las centrales OSE en la zona, las que suman 433 MW: [PRESENTA TABLA]</p> <p>Por tanto, no es correcto justificar los proyectos en cuestión por el criterio de seguridad, sino que deben ser evaluados por criterio de eficiencia operacional, según lo indicado en la etapa "b) Sub Etapa de Evaluación Económica de Proyectos" de la RE711. En dicha etapa se establece que</p> <p><i>c) Proponer en el Plan de Expansión aquellos proyectos o necesidades de expansión de transmisión que hayan presentado beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios, de acuerdo al criterio de holgura por incertidumbre de los planes de generación descrito en el literal b) del artículo 18°. Para estos efectos se considerará el V.A.T.T. de los proyectos analizados, a lo cual se le sumarán los <u>costos de operación y falla del sistema como resultado del proceso de simulación</u> para cada uno de los escenarios definidos, junto con las perpetuidades correspondientes.</i></p> <p>Por su parte, el referido literal b) indica:</p> <p><i>"b) Someter proyectos a los análisis de las siguientes etapas. Se someterán a los análisis posteriores, aquellos proyectos de expansión de transmisión nacional y zonal que permitan abastecer la demanda. Asimismo, se someterán a las siguientes etapas, los proyectos que mejoren los costos de operación y falla del sistema, siempre y cuando presenten beneficios de costos de operación y falla del sistema respecto a la condición base sin expansión, en al menos el 50% de los escenarios (criterio de holgura)."</i></p> <p>Por tanto, de acuerdo con lo establecido en la RE711 el abastecimiento de la zona de Concepción debe ser estudiado</p>	<ul style="list-style-type: none"> • "Los proyectos "Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui" • "Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén" • "Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)" 	<p>análisis realizados se identificaron requerimientos de expansión para la zona, los que se centraron en las dos instalaciones en cuestión, las que se encuentran asociadas debido al efecto de redistribución de flujos en condiciones de contingencia (en particular). Lo anterior es muy relevante para el desarrollo, debido a que al ser analizadas ambas obras en forma conjunta, fue posible despejar el requerimiento mínimo para abastecer la zona en forma eficiente, lo que se tradujo en la exclusión del plan de expansión de la obra "Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui", mientras que se reafirmó la conveniencia de materializar la obra "Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén", de modo que esta última se mantiene en el ITF de este plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		por criterio de Eficiencia Operacional, y no recomendada directamente por Seguridad.		
29-9	4.1.19 Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)	El proyecto referido se encuentra dentro del listado de obras recomendadas, pero no se realiza la evaluación requerida por la RE711. El proyecto se recomienda considerando tan sólo que se requeriría como complemento del proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”. Hacemos presente que de acuerdo con nuestra observación al numeral 7.2.1.1, el proyecto “Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)” es necesario para concretar el proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”, en caso de que el conjunto de estas obras sea recomendable conforme a los criterios de la RE711.	<p>Subtítulo 4.1.19</p> <p>Se solicita eliminar el proyecto “Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)”, por cuanto no se encuentra justificada en base a los criterios de la RE711.</p> <p>De acuerdo a lo que señalamos en nuestra observación al numeral 7.2.1.1, el proyecto “Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)” debe ser evaluado en forma conjunta con el proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”, conforme a los criterios que indicamos en dicha observación.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Debido a la exclusión del plan de expansión de la obra “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”, esta Comisión ha excluido igualmente la obra observada, debido a que se pierde parte relevante de su justificación, así como la existencia de eficiencias administrativas y de carácter económico, al reducirse drásticamente el alcance de la obra de expansión bajo observación.</p>
29-10	7.2.1.1 “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén”	Se indica en el numeral 7.2.1.1 del informe que “Los análisis realizados por esta Comisión muestran que, al año 2027, no es posible abastecer la demanda del gran Concepción, con criterio de seguridad N-1 en las líneas del Sistema de Transmisión Nacional, sin despachar generación térmica fuera de orden económico en un escenario de demanda máxima de verano (35°C con Sol).” Al respecto, hacemos presente que la estadística horaria de temperatura de los años 2014-2020 en la estación de Coronel no muestra registros de sobre 32,2°C.	<p>Subtítulos 3.1.12, 3.1.13 y 4.1.19</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E</p>	Ver respuesta a observación 29-8

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		En el caso de la estación Yungay, los 35°C se alcanzan sólo en el 0,1% de las horas. (fuente: www.agromet.cl)	Hualqui” y “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén” por cuanto las condiciones ambientales consideradas en análisis por Seguridad no corresponden con la realidad de la zona.	
29-11	7.2.1.1 “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén”	Se indica en el numeral 7.2.1.1 que “Por otro lado, tomando en cuenta el escenario antes descrito, los resultados muestran que la salida de servicio intempestiva de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén llevan la cargabilidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualqui a valores superiores al 90%, lo cual justifica el aumento de capacidad de transmisión en el corredor Charrúa – Hualqui, mediante el tendido del segundo circuito.” Al respecto, hacemos presente que alcanzar cargabilidad de 90% en una condición de falla, no transgrede el criterio N-1.	Subtítulo 3.1.13 Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén”, puesto que el análisis por Seguridad realizado en el informe no se ajusta a lo establecido en la RE711.	Ver respuesta a observación 29-8
29-12	7.2.1.1 “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén”	Se indica en el numeral 7.2.1.1 que <i>“Finalmente, es importante señalar que se hicieron análisis adicionales a los descritos previamente, en donde se evaluó desde un punto de vista económico el proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”, cumpliendo con los criterios señalados en el numeral 6.4.5.2 para su incorporación en el presente plan de expansión. Los resultados de esta evaluación se encuentran contenidos en los Anexos de este informe técnico.”</i> Al respecto, hacemos presente que esta obra no se justifica por Seguridad de acuerdo a lo que señala esta misma sección del informe. El informe hace referencia a una evaluación económica para justificar la obra, la cual se muestra en la siguiente tabla. [PRESENTA TABLA]	Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” del presente Plan de Expansión, por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar	Ver respuesta a observación 29-8

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Se puede observar que en los primeros años no hay beneficios en ningún escenario, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.	beneficios netos positivos en ningún escenario.	
29-13	3.1.6 Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)	<p>El proyecto “Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)” se incluye dentro de numeral “3.1 Plan de Expansión”, sin embargo, no se encuentra en el informe el análisis realizado que derivó en la inclusión de esta obra en el plan de expansión, particular, no se indica información respecto de los proyectos de generación ni de los proyectos de transmisión alternativos considerados.</p> <p>En el numeral 3.1.6 se indica que <i>“El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Algarrobal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de futuros proyectos de la zona.”</i>. Sin embargo, no se indican los proyectos que justificarían la materialización de la subestación. De acuerdo con los siguientes antecedentes públicos, no vemos demostrada la conveniencia de incluir el proyecto “Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)”:</p> <p>a) La subestación Algarrobal, fijada en el decreto de Plan de Expansión 422-2017, seccionará los tres circuitos Maitencillo – Cardones 220 kV existentes. De acuerdo con lo indicado en el decreto, el patio de 220 kV deberá considerar <i>“espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas, que permitan la conexión de proyectos de generación de la zona y espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos.”</i>. Con lo anterior, la construcción de la S/E Algarrobal cuenta desde ya con 4 posiciones para conexión de proyectos.</p> <p>b) De acuerdo con la información disponible en la plataforma de acceso abierto del coordinador al 14 de febrero de 2021:</p>	<p>Subtítulo 3.1.6</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)”, por cuanto el informe no contiene un análisis conforme a la RE711, que permita concluir la conveniencia de su materialización.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra de expansión bajo observación ha sido incorporada al presente plan de expansión en atención a la constatación de que la S/E Algarrobal corresponde a un punto de interés por parte de los desarrolladores de proyectos de generación, toda vez que se encuentran presentadas 7 solicitudes (SASC) y, recientemente, una solicitud de obra urgente por el mismo motivo. Asimismo, con motivo de la etapa de presentación de propuestas para el presente plan de expansión, se recibieron 3 propuestas de similares características para concretar la obra en cuestión. Por su parte, la RE 711 indica, en su artículo 7° que la planificación de la transmisión deberá considerar los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión, de modo que, a juicio de esta Comisión, existen motivos suficientes como para justificar la incorporación de la obra en el presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<ul style="list-style-type: none"> i. Ningún proyecto tiene Informe de Autorización de Conexión Aprobado. ii. De los 4 proyectos que se encuentran en estado de "Elaboración Informe de Autorización de Conexión Preliminar", sólo uno cuenta con RCA aprobada. c) Si los cuatro proyectos referidos se concretaran en las 4 posiciones disponibles, implicaría la conexión de 1.225 MW en S/E Algarrobal. Con lo anterior, no vemos el análisis que permita concluir que dicha potencia pueda ser evacuada a través de las líneas conectadas a S/E Algarrobal, así como tampoco el que permita concluir que es posible evacuar la potencia de 4 proyectos futuros adicionales a los 1.225 MW. d) El informe no contiene un análisis respecto de soluciones alternativas al desarrollo de este proyecto. Cabe señalar que la S/E Nueva Maitencillo 220 kV se encuentra a sólo 50 km de distancia de S/E Algarrobal. 		
29-14	8 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN	No se entrega el detalle y bases de datos con los cuales se construyó la valorización de las obras de expansión. Lo anterior no permite efectuar una revisión detallada de la valorización, así como tampoco desglosar los proyectos en sus partes (por ejemplo, subestaciones y líneas), lo que a su vez no permite una correcta revisión del plan de expansión (por ejemplo, analizar las obras alternativas evaluadas).	<p>Título 8</p> <p>Se solicita poner a disposición de los participantes de todas las bases de datos y planillas de cálculo que permitan reproducir la valorización realizada, así como conocer el detalle y costo de todas las obras, elementos y equipos considerados (por ejemplo, y sin que este listado sea completo: estructuras, conductores, aisladores, equipos</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Consejo Minero, asociada a la valorización de las obras propuestas en el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2020, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por el Consejo, ya que en el numeral 8 del informe mencionado ya se encuentran los principales costos y valores que componen la valorización referencial de las obras propuestas. Conforme a lo anterior, no se modificarán las valorizaciones de las</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			principales, instalaciones comunes)	obras de expansión en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de transmisión Año 2020.
29-15	Proyectos 4.2.2 “Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario” y 4.1.6 “Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS)”	Se observa que la solución para la zona es agregar un nuevo punto de suministro desde un nivel de tensión mayor, agregando un enlace de doble circuito de 66 kV de capacidad por cada circuito del orden de la capacidad de las líneas de simple circuito cuya capacidad se proyecta sobrepasada.	Subtítulos 4.2.2 y 4.1.6 1) Se solicita aclarar cuál es el criterio para dimensionar las nuevas obras, incluyendo el número de circuitos elegido. En particular, aclarar por qué no es suficiente con que el nuevo enlace sea de un solo circuito. 2) En caso de que sea posible abastecer los consumos de la zona de Rosario construyendo un circuito simple, se solicita modificar la obra para que el nuevo enlace sea de un solo circuito.	Se acoge parcialmente la observación. En cuanto al criterio para dimensionar las líneas de enlace de las obras señaladas, esto corresponde, en primer lugar, y como criterio principal, al abastecimiento de la demanda de la zona de interés en todo el horizonte de análisis (2040). Adicionalmente, se analiza la mejor alternativa para conseguir el objetivo señalado, así como posibles aportes a la seguridad del sistema de transmisión zonal mediante la incorporación de holguras o redundancias a las instalaciones, en cuanto se trate de contribuciones eficientes, en el contexto de la ejecución de las obras de expansión, siendo un ejemplo de esto el desarrollo de líneas de doble circuito en lugar de un único circuito. En este sentido, es importante señalar que no se utiliza un criterio único para todas las obras que requieran el desarrollo de líneas de transmisión, pues para cada definición particular se toman en cuenta, además de las consideraciones de eficiencia económica, aspectos ambientales y territoriales, los que acompañan las definiciones de los proyectos para permitir un uso eficiente del territorio y soluciones efectivas que conjuguen los requerimientos de mediano y largo plazo.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Respecto al proyecto particular observado, esta Comisión no acoge lo solicitado en cuanto a modificar la obra, debido principalmente a la pérdida de eficiencia que significaría tender un único circuito en esta oportunidad, para incorporar el segundo con motivo de planes posteriores. Esto, en atención a las características del proyecto eléctrico requerido y la zona de emplazamiento del mismo.
29-16	Proyectos 4.2.3 “Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén” y 4.1.10 “Ampliación en S/E Rauquén 66 KV (BS)”	Se observa que la solución para la zona es agregar un nuevo punto de suministro desde un nivel de tensión mayor, agregando un enlace de doble circuito de 66 kV de capacidad por cada circuito del orden de la capacidad de las líneas de simple circuito cuya capacidad se proyecta sobrepasada.	Subtítulos 4.2.3 y 4.1.10 1) Se solicita aclarar cuál es el criterio para dimensionar las nuevas obras, incluyendo el número de circuitos elegido. En particular, aclarar por qué no es suficiente con que el nuevo enlace sea de un solo circuito. 2) En caso de que sea posible abastecer los consumos de la zona de Rauquén construyendo un circuito simple, se solicita modificar la obra para que el nuevo enlace sea de un solo circuito.	Se acoge parcialmente la observación. En cuanto al criterio para dimensionar las líneas de enlace de las obras señaladas, esto corresponde, en primer lugar, y como criterio principal, al abastecimiento de la demanda de la zona de interés en todo el horizonte de análisis (2040). Adicionalmente, se analiza la mejor alternativa para conseguir el objetivo señalado, así como posibles aportes a la seguridad del sistema de transmisión zonal mediante la incorporación de holguras o redundancias a las instalaciones, en cuanto se trate de contribuciones eficientes, en el contexto de la ejecución de las obras de expansión, siendo un ejemplo de esto el desarrollo de líneas de doble circuito en lugar de un único circuito. En este sentido, es importante señalar que no se utiliza un criterio único para todas las obras que requieran el desarrollo de líneas de transmisión,

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>pues para cada definición particular se toman en cuenta, además de las consideraciones de eficiencia económica, aspectos ambientales y territoriales, los que acompañan las definiciones de los proyectos para permitir un uso eficiente del territorio y soluciones efectivas que conjuguen los requerimientos de mediano y largo plazo.</p> <p>Respecto al proyecto particular observado, este sufrió modificaciones con respecto al ITP, de modo que su alcance fue ajustado.</p>
29-17	Proyectos 4.2.4 “Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares” y 4.1.12 “Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)”	Se observa que la solución para la zona es agregar un nuevo punto de suministro desde 154 kV, agregando un enlace de doble circuito de 154 kV de capacidad por cada circuito del orden de la capacidad de las líneas de simple circuito cuya capacidad se proyecta sobrepasada.	<p>Subtítulos 4.2.4 y 4.1.12</p> <p>1) Se solicita aclarar cuál es el criterio para dimensionar las nuevas obras, incluyendo el número de circuitos elegido. En particular, aclarar por qué no es suficiente con que el nuevo enlace sea de un solo circuito.</p> <p>2) En caso de que sea posible abastecer los consumos de la zona de Linares construyendo un circuito simple, se solicita modificar la obra para que el nuevo enlace sea de un solo circuito.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En cuanto al criterio para dimensionar las líneas de enlace de las obras señaladas, esto corresponde, en primer lugar, y como criterio principal, al abastecimiento de la demanda de la zona de interés en todo el horizonte de análisis (2040). Adicionalmente, se analiza la mejor alternativa para conseguir el objetivo señalado, así como posibles aportes a la seguridad del sistema de transmisión zonal mediante la incorporación de holguras o redundancias a las instalaciones, en cuanto se trate de contribuciones eficientes, en el contexto de la ejecución de las obras de expansión, siendo un ejemplo de esto el desarrollo de líneas de doble circuito en lugar de un único circuito. En este sentido, es importante señalar que no se utiliza un criterio único para</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>todas las obras que requieran el desarrollo de líneas de transmisión, pues para cada definición particular se toman en cuenta, además de las consideraciones de eficiencia económica, aspectos ambientales y territoriales, los que acompañan las definiciones de los proyectos para permitir un uso eficiente del territorio y soluciones efectivas que conjuguen los requerimientos de mediano y largo plazo.</p> <p>Respecto al proyecto particular observado, esta Comisión no acoge lo solicitado en cuanto a modificar la obra, debido principalmente a la pérdida de eficiencia que significaría tender un único circuito en esta oportunidad, para incorporar el segundo con motivo de planes posteriores. Esto, en atención a las características del proyecto eléctrico requerido y la zona de emplazamiento del mismo.</p>
29-18	Proyectos 4.2.1 “Nueva Línea 2x220 KV Don Goyo – La Ruca”; 4.1.1 “Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)”; 4.1.2 “Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle”	Se observa que la solución para la zona es agregar un nuevo punto de suministro desde 220 kV, agregando un enlace de doble circuito de 220 kV de capacidad por cada circuito del orden de la capacidad de las líneas de simple circuito cuya capacidad se proyecta sobrepasada.	<p>Subtítulos 4.2.1, 4.1.1 y 4.1.2</p> <p>1) Se solicita aclarar cuál es el criterio para dimensionar las nuevas obras, incluyendo el número de circuitos elegido. En particular, aclarar por qué no es suficiente con que el nuevo enlace sea de un solo circuito.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En cuanto al criterio para dimensionar las líneas de enlace de las obras señaladas, esto corresponde, en primer lugar, y como criterio principal, al abastecimiento de la demanda de la zona de interés en todo el horizonte de análisis (2040). Adicionalmente, se analiza la mejor alternativa para conseguir el objetivo señalado, así como posibles aportes a la seguridad del sistema de transmisión zonal</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>2) En caso de que sea posible abastecer los consumos de la zona de Ovalle Illapel construyendo un circuito simple, se solicita modificar la obra para que el nuevo enlace sea de un solo circuito.</p>	<p>mediante la incorporación de holguras o redundancias a las instalaciones, en cuanto se trate de contribuciones eficientes, en el contexto de la ejecución de las obras de expansión, siendo un ejemplo de esto el desarrollo de líneas de doble circuito en lugar de un único circuito. En este sentido, es importante señalar que no se utiliza un criterio único para todas las obras que requieran el desarrollo de líneas de transmisión, pues para cada definición particular se toman en cuenta, además de las consideraciones de eficiencia económica, aspectos ambientales y territoriales, los que acompañan las definiciones de los proyectos para permitir un uso eficiente del territorio y soluciones efectivas que conjuguen los requerimientos de mediano y largo plazo.</p> <p>Respecto al proyecto particular observado, esta Comisión no acoge lo solicitado en cuanto a modificar la obra, debido principalmente a la pérdida de eficiencia que significaría tender un único circuito en esta oportunidad, para incorporar el segundo con motivo de planes posteriores. Esto, en atención a las características del proyecto eléctrico requerido y la zona de emplazamiento del mismo.</p>
29-19	Tabla 53: Proyectos No recomendados. Número 80, PE01 - Nueva S/E	El proyecto fue presentado considerando a que según los criterios de eficiencia operacional (análisis contenidos en el numeral 7.1 "Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia	Título 7.1 A) Se solicita realizar nuevamente la evaluación	Se acoge parcialmente la observación. A partir de lo señalado en la

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta														
	Seccionadora Quillay 220 kV y cierre anillo Polpaico – Almendros 220 kV	<p>Operacional)”, el proyecto resulta conveniente debido a que principalmente la reducción de los costos de operación y falla del sistema es mayor a los pagos de VATT asociados. Al revisar las bases de datos, supuesto y resultados, observamos lo siguientes puntos:</p> <p>1) El consumo en S/E Tórtolas no se encuentra correctamente proyectada desde 2020, a partir de los valores de 2019. En efecto, en la hoja “Prev. Mensual 19-39” de la planilla Demanda horaria 2019-2025 formulas.xlsx”, consumo en S/E Tórtolas en 2019 es de 370 GWh, mientras que en 2020 y siguientes es de sólo 0,56 GWh aproximadamente.</p> <p>2) El consumo de Anglo American de las subestaciones Tórtolas, Maitenes, Confluencia Bronces y Santa Filomena no se modeló en dichas barras, sino que se concentró en Polpaico (a excepción de Tórtolas).</p> <p>3) Si se considera sólo los consumos en Maitenes, Confluencia Bronces y Santa Filomena, se observa que se proyectó importantes reducciones de consumo de Anglo American en el período 2020-2024, como se observa en la siguiente tabla. Anglo American no proyecta disminuciones de consumo en el horizonte señalado.</p> <p>Tasas de crecimiento anual considerada por la CNE para los consumos de Anglo American</p> <table border="1" data-bbox="632 954 1239 1019"> <thead> <tr> <th>2020</th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>-6,2%</td> <td>-2,8%</td> <td>-5,5%</td> <td>-1,4%</td> <td>-2,8%</td> <td>2,7%</td> <td>2,0%</td> </tr> </tbody> </table> <p>4) De los datos de la hoja “CosOpe Sistema” de la planilla “Evaluacion Economica General - ITP Zonal.xlsx” se observa que el costo de operación y falla del caso “con proyecto” (tabla 182 Area D_Cierre anillo 220 kV) es mayor que el del caso “sin proyecto” (tabla 173 Base Zonal D), en varios años del horizonte y escenarios estudiados, en particular en el Esc5. Considerando que la comparación entre los casos con y sin proyecto se realiza sobre la base de la misma corrida de optimización (misma función de costo futuro), observamos que los resultados de las simulaciones con y sin proyecto presentan una inconsistencia.</p>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	-6,2%	-2,8%	-5,5%	-1,4%	-2,8%	2,7%	2,0%	<p>económica del proyecto (Eficiencia Operacional correspondiente al numeral 7.1), considerando las rectificaciones asociadas a nuestras observaciones 1), 2), 3) y 4) y, en definitiva, incorporar en el plan de expansión el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Quillay 220 kV y cierre anillo Polpaico – Almendros 220 kV”. B) Dado que este proyecto se justifica por el ahorro económico en pérdidas, los resultados estarán ligados a la inclusión o no de otros proyectos relevantes en el plan de expansión. Por tanto, se solicita que la evaluación económica realizada señalada en A) se realice habiendo considerado la exclusión o no de otros proyectos, producto de las observaciones de los participantes e interesados. B) Se solicita dejar disponibles, junto con la siguiente versión del informe, las bases de datos de entrada y salida de las simulaciones y</p>	<p>observación realizada, esta Comisión revisó y ajustó la modelación de la zona, en particular en lo asociado a la localización de la demanda, además de un ajuste a los montos de la misma, en función de los mejores antecedentes con los que se cuenta. En las condiciones señaladas el proyecto no entrega beneficios en ningún escenario de generación. Por otra parte, es importante señalar que, a modo de primera aproximación al problema, para la evaluación económica del proyecto se consideró el V.I. referencial propuesto por la empresa, el cual no considera todas las instalaciones que, de acuerdo a los criterios utilizados por esta Comisión para la evaluación de una obra que contemple la intervención de instalaciones dedicadas, deben incorporar dentro del VI total del proyecto. Adicionalmente, el proyecto fue evaluado en una condición donde no existe ningún proyecto del plan de expansión 2020 y en una condición con la modelación detallada del sistema zonal D, no resultando beneficioso en ninguno de los casos señalados. Finalmente, es conveniente indicar que esta Comisión pone a disposición de los interesados las bases de datos y salidas de las simulaciones realizadas con motivo del ITF.</p>
2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026												
-6,2%	-2,8%	-5,5%	-1,4%	-2,8%	2,7%	2,0%												

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			evaluaciones económicas realizadas.	
29-20	Sección 7.2.3 Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	<p>Actualmente el diseño del sistema de transmisión restringe el aprovechamiento del máximo potencial del sistema de 500 kV entre Alto Jahuel y Charrúa.</p> <p>En el informe técnico preliminar plan expansión anual de transmisión año 2020 la CNE define el proyecto de expansión Nacional “<i>Nuevo Equipo de Compensación Estática Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)</i>”; el cual tiene como objetivo principal garantizar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, incorporando recursos para el control de los niveles de tensión en los nodos del Sistema Nacional comprendido entre las subestaciones Ancoa y Mulchén.</p> <p>Según lo planteado por el Coordinador en la sección 5.5.3.1 del informe propuesta de expansión de la transmisión 2021, “el DE N°185/2020 ha considerado un equipo CER de al menos una capacidad de inyección de 200 MVAR a instalarse en la S/E Maipo o en la S/E Alto Jahuel. Lo anterior para permitir levantar restricciones en condición de N-1. Adicionalmente, en el informe Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020 se han propuesto obras que levanten restricciones de TT/CC identificadas en este tramo”.</p> <p>El informe propuesta de expansión de la transmisión 2021 del Coordinador también plantea diversas obras para aprovechar un mayor potencial del sistema de 500 kV entre Charrúa y Alto Jahuel existente, por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2 - Reemplazo CCSS línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, en S/E Ancoa <p>Por otra parte, el Apéndice VI del informe publicado por el Coordinador, donde se presenta un “análisis de requerimientos de reactivos” no se identificó la necesidad de un Equipo de Compensación Estática Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT). Por lo tanto, si bien el Coordinador en la sección 2.45 del reporte “Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión Versión Definitiva Año 2020” ha indicado que realiza maniobras en la zona para controlar desafíos</p>	<p>Detallar los análisis realizados para fundamentar un Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT).</p> <p>Dado los montos de inversión involucrados, y la diversidad de visiones presentadas en fechas similares por el Coordinador, es crítico que las soluciones que se planteen estén respaldadas técnicamente.</p>	Ver respuesta a observación 28-2.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>operacionales, no ha optado por definir la necesidad de un Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos.</p> <p>En este contexto, se sugiere verificar si el proyecto propuesto por la CNE es necesario y parte de una solución completa a los desafíos no sólo asociados al cumplimiento de los requerimientos de la norma técnica en la zona, sino también a obtener el máximo potencial del sistema de 500 kV existente. Es importante que las inversiones que está sugiriendo la CNE en esta etapa estén alineadas también con los aspectos que está sugiriendo el Coordinador en la misma zona.</p>		
29-21	Sección 6.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción	<p>En el informe se indica: "Se han considerado como antecedente para el presente plan de expansión aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 64 de la Comisión, de 28 de febrero de 2020, las que se singularizan en la misma resolución."</p> <p>Se sugiere tener en consideración que entre marzo y septiembre la CNE ha publicado resoluciones donde informa obras en construcción que en total agregarían unos 2107 MW de generación al sistema. Si se considera el periodo entre marzo y diciembre de 2020, las nuevas obras en construcción totalizan 2759 MW.</p> <p>Lo indicado anteriormente lleva a la necesidad de revisar los criterios utilizados en la planificación del sistema ya que existe un desfase importante entre la información que se considera en los estudios de planificación y el desarrollo efectivo del mercado.</p> <p>Un síntoma de lo indicado anteriormente es que durante el año 2020 se han publicado 14 resoluciones asociadas al desarrollo de obras urgentes. Por su parte, durante el año 2019 se definieron 12 obras urgentes.</p>	Se deben considerar las obras en construcción más actualizadas que las indicadas en la Sección 6.3.3.2 del reporte. La magnitud de los cambios en nuevas obras de generación en construcción es relevante para el propósito del estudio desarrollado por la CNE.	Ver respuesta a observación 12-5
29-22	Sección 6.3.4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	En general los escenarios que se desarrollan no consideran capacidad de generación flexible efectiva, sobre todo en el periodo entre los años 2021 y 2032. La capacidad de generación flexible efectiva puede aumentar o al menos mantener su generación en los momentos que se requiere de flexibilidad en el sistema.	Se sugiere verificar si los planes de obra propuestos cumplen requerimientos de operación confiable del sistema.	Ver respuesta a observación 28-4.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>En un contexto de alta integración de energía renovable y retiro de centrales a carbón, el desarrollo de capacidad de generación flexible efectiva tiene un rol importante no sólo en mantener objetivos de confiabilidad en el sistema, sino también una operación económica.</p> <p>A modo de ejemplo, el desarrollo de sistemas de almacenamiento también puede contribuir a retrasar necesidades de desarrollo de transmisión.</p> <p>Al revisar el informe no queda claro la forma de tratar los requerimientos de confiabilidad y flexibilidad del sistema. Estos temas han sido tratados en el desarrollo de la Estrategia de Flexibilidad, entre otras instancias.</p>		
29-23	Sección 3.2.2. Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito	<p>Las resoluciones que ha publicado la CNE durante los últimos 12 meses, donde se presentan instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción, muestran una cantidad superior a 4000 MW de proyectos de generación renovable en construcción.</p> <p>En un contexto de alta penetración de energía renovable en los próximos 48 meses, activación de restricciones de seguridad (requerimientos de servicios complementarios e inercia mínima) y activación de inflexibilidades de unidades térmicas e hidroeléctricas, es altamente probable que el sistema se encuentre en una condición de costo marginal cero sistémico durante el día.</p> <p>En este contexto, no es claro cómo nuevas obras de transmisión como la propuesta contribuyen a reducir los costos de operación del sistema en una magnitud suficiente como para justificar la inversión.</p> <p>Lo indicado anteriormente es un desafío no sólo para la línea indicada, sino también para una gran parte de obras de transmisión de inversión relevante que, bajo el contexto regulatorio vigente, pueden tener dificultades para ser justificadas.</p> <p>En esta línea, los antecedentes publicados por la CNE en el reporte no permiten tener un buen entendimiento de los factores que llevan a la justificación de la obra en un contexto de alta integración de energía renovable, cumplimiento de</p>	Se sugiere complementar los antecedentes de manera de poder presentar a los lectores del reporte fundamentos completos que permitan entender cómo en un contexto de alta integración de energía renovable, activación de restricciones de seguridad y presencia de inflexibilidades de operación en unidades térmicas e hidroeléctricas, se justifican inversiones de transmisión importantes.	Ver respuesta a la observación 28-5.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		requerimientos sistémicos de seguridad y presencia de inflexibilidades de operación.		
29-24	GENERAL: INFORMACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE LOS DISTINTOS TRAMOS DE TRANSMISIÓN	<p>La información desplegada por la CNE en el reporte no permite verificar que los parámetros de línea (capacidades de transferencia) que se han considerado están alineados con las prácticas de operación vigentes utilizadas por el Coordinador. En algunas oportunidades es posible encontrar diferencias importantes entre las capacidades de transferencia que se utilizan con fines de planificación y las capacidades de transferencia que se utilizan con fines de operación.</p> <p>En este contexto, se sugiere explicitar en el informe la información de la capacidad de transferencia de los distintos tramos del sistema de transmisión que se han considerado en la evaluación.</p> <p>A modo de ilustrativo, respecto a casos que se han identificado recientemente, en el Informe de Diagnóstico de Uso Esperado del Sistema de Transmisión, publicado por el Coordinador el 23 de diciembre de 2020, particularmente en la Tabla 5-1 se indican capacidades de línea a 30°C. En el informe que se utilizó para hacer la propuesta de expansión de la transmisión del año 2020 (publicado en enero de 2020), bajo consideraciones similares, se indican capacidades de transferencia distintas.</p> <p>Por ejemplo, en el informe de diciembre de 2020 se indica que el tramo Los Changos - Cumbre tiene una capacidad de 2037 MVA, mientras que en el informe de enero de 2020 se indica que tiene una capacidad de 1500 MVA. Por su parte, el Coordinador en la programación diaria de la operación considera 1500 MW.</p> <p>Diferencias como las indicadas pueden estar ocurriendo en los supuestos utilizados por la CNE y la información publicada no permite una verificación de los parámetros más relevantes.</p> <p>Por otra parte, respecto al caso particular del tramo Los Changos - Cumbre - Nueva Cardones, la versión 003-20 del diagrama unilineal del sistema que publicó el Coordinador el 29 de enero de 2020, indica que la capacidad de transferencia está limitada a 1584,8 MVA por compensación serie. No obstante, de acuerdo a la información disponible en infotécnica, la compensación serie instalada tiene una capacidad de</p>	<p>Explicitar en el informe la información de la capacidad de transferencia de los distintos tramos del sistema de transmisión que se ha considerado en la evaluación.</p> <p>Verificar que los análisis que está realizando la CNE consideran las capacidades de transporte adecuadas en cada uno de los tramos del sistema de transmisión.</p> <p>Por otra parte, dado que se la ley obliga a buscar un crecimiento óptimo, entonces se debiera hacer uso de las capacidades de sobrecarga que existen en el sistema.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Las capacidades de transmisión utilizadas por esta Comisión se encuentran detalladas en las bases de datos de los modelos de simulación utilizados para el desarrollo de los análisis, así como en la descripción de los análisis realizados para la incorporación de obras.</p> <p>En cuanto a las capacidades de sobrecarga de algunas instalaciones, si bien esto constituye un elemento a ser considerado dentro del proceso de planificación, esto se debe tratar con procurando un equilibrio entre los objetivos de eficiencia económica y la incorporación de la infraestructura necesaria para el buen desempeño técnico y económico del sistema eléctrico frente de distintas condiciones futuras.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>sobrecarga importante (Ver documento "Sistema de transmisión 500 kV Mejillones – Cardones" SCHA-500-E-ES-8024 disponible en la página web de infotécnica). Particularmente, según se indica en la tabla 4, pg 18 del reporte indicado, la compensación serie instalada permite capacidad de sobrecarga de "1.35 PU for 30 min in a 6h period (emergency loading IEL)").</p> <p>En este contexto, no sólo es importante verificar que los análisis que está realizando la CNE y el Coordinador consideran las capacidades de transporte adecuadas en cada uno de los tramos del sistema de transmisión, sino que también se sugiere verificar si se hace uso de las capacidades de sobrecarga importantes que existen en el sistema.</p> <p>En caso que la normativa técnica no permita realizar las evaluaciones utilizando el máximo potencial de los sistemas existentes, se sugiere considerar que como estrategia de mejora regulatoria dichas capacidades sí podrían ser utilizadas en el futuro próximo, lo cual es importante al definir expansiones óptimas del sistema de transmisión.</p>		

Acenor

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
30-1	7.1.1 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES KIMAL Y LAGUNAS	<p>1) La tabla 31 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Ampliación de la línea de transmisión 2x220 kV Kimal – Encuentro” (el cual tiene el nombre “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Kimal” en el numeral 3.1.2), donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en los primeros dos años no hay beneficios en 4 de los 5 escenarios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.</p> <p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica.</p> <p>Por tanto, la decisión óptima es la de postergar el proyecto y reevaluarlo en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p> <p>2) La tabla 32 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Nueva Sistema 500 kV Kimal – Nueva Lagunas”, que incluye los tres proyectos</p> <ul style="list-style-type: none"> - “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal”, - “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas” y - “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)”, <p>donde se muestra que el conjunto de los 3 proyectos otorga beneficios en 4 de los 5 escenarios.</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en los primeros dos años no existe beneficios en ninguno de los escenarios y sólo 4 de los 5 escenarios en el tercer año, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.</p>	<p>Subtítulo 7.1.1 de Título 7.1</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos asociados al “Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas”, es decir, eliminar los proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal” • “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” • “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas” • “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)” <p>Lo anterior, por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en la mayoría de los escenarios.</p>	Ver respuesta a la observación 29-2

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica.</p> <p>Por tanto, la decisión óptima es la de postergar el proyecto y reevaluarlo en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p> <p>3) Por último, la tabla 33 del informe muestra la evaluación económica conjunta de los cuatro proyectos mencionados anteriormente, donde se muestra que el proyecto conjunto otorga beneficios en 4 de los 5 escenarios.</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que, en los primeros cinco años la mayoría de los escenarios no otorga beneficios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto conjunto.</p> <p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica.</p> <p>Por tanto, la decisión óptima es la de postergar los 4 proyectos y reevaluarlos en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p> <p>En síntesis, de lo indicado en los puntos 1), 2) y 3) de nuestra observación, en las tres evaluaciones resulta más conveniente postergar la recomendación de los proyectos.</p>		
30-2	7.1.1 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES KIMAL Y LAGUNAS	<p>Hacemos ver que el proyecto “Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVar (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)” no fue incluido en el Informe Técnico Preliminar. En efecto, la tabla 53 señala: “El proyecto fue analizado en función de su aporte a la seguridad y calidad de servicio de la zona norte del SEN. Si bien se constató el aporte del proyecto a la mejora en las condiciones de control de tensión en la zona, permitiendo, con ello, mejorar la seguridad de servicio, el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas Y Nueva Línea 2x500 KV Nueva Lagunas – Kimal”, incorporado en el presente Plan de Expansión, permite mejorar</p>	Se solicita incorporar el proyecto “Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVar (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)”.	Ver respuesta a la observación 29-2.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>considerablemente las condiciones de calidad y seguridad de servicio en la zona, con lo cual se resuelve el problema detectado por el Coordinador.”</p> <p>Se sugiere tener en consideración que el Coordinador en dos oportunidades ha recomendado un SVC en Lagunas. Primero en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión 2020, publicada el 9 de Julio de 2020 (Secciones 3.1.2.3, 3.1.2.4 y 3.1.2.5), y posteriormente en el informe “Propuesta de Expansión de la Transmisión para el año 2021”, publicada el 22 de enero. Particularmente en el Apéndice VI de Análisis de requerimientos de reactivos del sistema de transmisión, Sección 3.1 , se indica: “En la zona se incluyen dos proyectos relevantes, correspondiente a los aumentos de demanda de Minera Teck Quebrada Blanca (QB) y Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi (CMDIC). Para estos proyectos se mantiene la recomendación de obras indicadas en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, en el que se solicita la instalación de un SVC en S/E Lagunas con una capacidad de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo, y la conexión de los paños de línea 2x220 kV Lagunas-Collahuasi a diferentes secciones de barra”</p>		
30-3	7.1.5 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA	<p>La tabla 41 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en los primeros cinco años no existe beneficios en ninguno de los escenarios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.</p> <p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica. Por tanto, la decisión óptima es la de postergar el proyecto y reevaluarlo en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p>	<p>Subtítulo 3.2.3 y 4.1.22</p> <p>Se solicita eliminar los proyectos “Nueva S/E Seccionadora” La Invernada y “Ampliación de S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)” del presente Plan de Expansión por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en ningún escenario.</p>	Ver respuesta a la observación 29-3.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Cabe señalar que en el numeral 7.1.5 se indica que <i>“El proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” tiene como objetivos aumentar la seguridad en el abastecimiento de la demanda de las comunas de Malleco, Negrete, Renaico, Angol, Los Sauces y Collipulli, así como permitir el desarrollo y la evacuación del potencial eólico de la zona hacia el Sistema de Transmisión Nacional.”</i> , por tanto, se hace referencia a un tema de seguridad que no corresponde al análisis técnico-económico que se debe desarrollar en el punto 7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional.		
30-4	7.1.5 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA y 4.1.22 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS)	<p>No hay claridad respecto de si en el VATT utilizado para evaluar el proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada se incluyeron todas las obras necesarias para concretar este proyecto. Lo anterior se fundamenta en los siguientes puntos:</p> <p>6) El proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada requiere para su materialización que a su vez se desarrolle el proyecto “Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)”, que tiene un VATT de 2,87 millones de USD.</p> <p>7) De acuerdo con lo indicado en el numeral 4.1.22.5, el proyecto “Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 KV (BS)” cambiará la calificación de la instalación dedicada “S/E Celulosa Pacífico”, por lo que el VATT de dicha obra será un costo más a pagar por el sistema en caso de desarrollarse la S/E La Invernada, y debe ser incluido en el VATT total para la evaluación económica.</p> <p>8) De acuerdo con lo indicado en el numeral 3.2.3.5 el proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” cambiará la calificación de la instalación dedicada “Línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico”, por lo que el VATT de dicha obra será un costo más a pagar por el sistema en caso de desarrollarse la S/E La Invernada, y debe ser incluido en el VATT total para la evaluación económica.</p> <p>9) En la planilla “Evaluación Económica General - ITP Zonal.xlsx” donde se incluyen la evaluación económica del proyecto se incluye un VATT de 1,085 millones de dólares,</p>	<p>Subtítulos 3.2.3 y 4.1.22</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” y “Ampliación de S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)”, puesto que su inclusión no se ha justificado en conformidad a lo establecido en la RE711.</p> <p>En efecto, el proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” debe ser evaluado económicamente en conjunto con el proyecto “Ampliación de S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)”, e incluir en el caso “con Proyecto” el VATT de todas las obras necesarias para obtener los beneficios de la obra, lo que incluye, al menos, el VATT de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nueva S/E Seccionadora La Invernada. • Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS). • S/E Celulosa Pacífico. • Línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico. 	Ver respuesta a la observación 29-4.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>respecto del cual no se indican cuáles son las instalaciones asociadas.</p> <p>10) La zona tendría la siguiente configuración topológica en el caso “con proyecto”.</p>		
30-5	7.1.2 Apoyo al Sistema de Transmisión de la Región de Antofagasta	<p>1) La tabla 34 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en el primer año no hay beneficios en 3 de los 5 escenarios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.</p> <p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica. Por tanto, la decisión óptima es la de postergar el proyecto y reevaluarlo en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p> <p>2) La tabla 35 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>El cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Por tanto, se puede observar que tanto en el primer año como en el agregado de todos los años hay beneficios en la mayoría de los casos, por lo que el proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI” es conveniente por sí sólo, sin considerar el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)”.</p> <p>3) La tabla 36 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI”, pero considerando incluido dentro del caso “sin proyecto” el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS</p>	<p>Subtítulo 3.1.5</p> <p>Se solicita eliminar el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)” del presente Plan de Expansión, por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en ningún escenario.</p> <p>Cabe señalar que el análisis presentado en la tabla 36 no justifica la conveniencia de incluir el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)”, ya que en esa evaluación se compara con y sin el proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR”, asumiendo que en ambos casos está “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)”.</p>	Ver respuesta a la observación 29-5.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(NTR ATAT)", presentando que el primero otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>El cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem "Beneficios (Base – Proyecto)" desglosado por año (a valor presente cada uno): [PRESENTA TABLA]</p> <p>Se puede observar que en los todos los años hay beneficios en la mayoría escenarios, por lo que sería conveniente incorporar el proyecto en el presente Plan de Expansión. Sin embargo, esta no es la evaluación correcta, ya que, al considerar el proyecto "AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)" en los casos con y sin proyecto, implícitamente se está considerando que el proyecto "AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)" es recomendable por sí sólo.</p> <p>Finalmente, dado que lo indicado en el numeral 2) de nuestra observación señala que se justifica la inclusión del proyecto "AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI" por sí sólo, entonces la evaluación del proyecto "AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)" debe considerar el proyecto "AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI" dentro del caso "sin proyecto".</p>		
30-6	7.1.4 Apoyo al Sistema de Transmisión entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico.	<p>Se observa el VI utilizado para la evaluación económica del proyecto contiene un valor de 10 millones de USD, del cual no se indica a qué obras corresponde. Lo anterior puede verificarse en la hoja "VAN Obra Tasa 2019"</p> <p>Columna "Correlativo Informe": N°43</p> <p>Columna "Proyecto OSE": "93 Nogales - NPA 500 (1 Circ) + Trafo 500-220 + Obra Indicativa hacia Nva Maitencillo"</p> <p>Columna "Costo unitario [MUS\$]": suma celdas VI!H8+VI!H9+VI!H10+10</p>	<p>Subtítulo 7.1.4</p> <p>Se solicita indicar a qué obras corresponden los 10 millones de dólares incluidos en la valorización del proyecto OSE "93 Nogales - NPA 500 (1 Circ) + Trafo 500-220 + Obra Indicativa hacia Nva Maitencillo".</p>	Ver respuesta a la observación 29-6.
30-7	7.1.4 Apoyo al Sistema de Transmisión entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico.	<p>1) Entendiendo que el proyecto "APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES NUEVA PAN DE AZÚCAR Y POLPAICO" (en adelante "Apoyo NPA-POL") incluye sólo los siguientes tres proyectos:</p> <p>1. Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM)</p> <p>2. Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT).</p>	<p>Subtítulos 3.1.8, 3.1.10 y 3.2.2.</p> <p>Se solicita eliminar los siguientes proyectos del presente Plan de Expansión:</p> <p>1. Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM)</p> <p>2. Ampliación en S/E Nogales 220 kV</p>	Ver respuesta a la observación 29-7.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>3. Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito.</p> <p>La tabla 38 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Apoyo NPA-POL”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>El cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que no hay beneficio en el primer año en ninguno de los 5 escenarios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto. La conclusión anterior se refuerza con que, si se realiza el ejercicio por cada escenario de calcular del VAN atrasando el proyecto, en ninguno de los escenarios 1 a 4 el VAN óptimo es anterior a 2033.</p> <p>2) La tabla 39 del informe muestra la evaluación económica realizada para el proyecto “Apoyo NPA-POL” en conjunto con la obra “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>El cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en los todos los años hay beneficios en la mayoría escenarios, por lo que sería conveniente incorporar el proyecto en el presente Plan de Expansión. Sin embargo, esta evaluación no es correcta, debido a que como el proyecto “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada” es recomendable por si mismo, la evaluación realizada está capturando beneficios de otro proyecto. La evaluación correcta en este caso sería considerar que el proyecto “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada” está presente tanto en los casos “con” como “sin” proyecto.</p> <p>3) La tabla 40 del informe muestra la evaluación económica realizada para el proyecto “Apoyo NPA-POL” en conjunto con la obra “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada”, comparado con</p>	<p>(IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT).</p> <p>3. Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito.</p> <p>Lo anterior, por ser más conveniente postergar la decisión de inversión, al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en ningún escenario.</p> <p>Cabe destacar que de la tabla con detalle anual que presentamos en el punto 2) de nuestra observación, el VAN óptimo del proyecto se encuentra mucho después de 2027 para la mayoría de los escenarios.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>un atraso en la entrada de la línea HVDC, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Tal como señaláramos en el punto 2) anterior, esta evaluación no es válida ya que no considera en el caso “sin proyecto” el proyecto “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada”. Además, la RE711 no contempla evaluar múltiples escenarios basados en atrasos en la fecha en entrada en servicio de un proyecto ya contenido en otro plan de expansión.</p>		
30-8	7.2.1.1 “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén”	<p>Se indica en el numeral 7.2.1.1 del informe que <i>“Los proyectos ‘Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui’ y ‘Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén’ tienen por objetivo asegurar el cumplimiento del criterio N-1 en el Sistema de Transmisión Nacional.”</i></p> <p>Al respecto, hacemos presente que el cumplimiento del criterio N-1 en el sistema de transmisión Nacional es una <u>restricción que condiciona un cierto nivel de seguridad</u>, que debe ser internalizada en los <u>análisis económicos</u> de los procesos de operación y planificación del sistema eléctrico.</p> <p>La RE711 indica que <i>“Para efectos de analizar las instalaciones de transmisión nacional, se determinarán las necesidades de transmisión que permitan asegurar el abastecimiento de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional frente a las contingencias que establece la normativa técnica para este segmento de transmisión.”</i></p> <p>El artículo 5-5 de la NTSyCS indica: <i>“La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, definido según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 32.”</i></p> <p>El número 32 del artículo 1-7 de la NTSyCS indica: <i>“Criterio N-1: Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un SI que garantiza que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.”</i></p>	<p>Subtítulos 3.1.12 y 3.1.13</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén” por cuanto el análisis por Seguridad realizado en el informe no se ajusta a lo establecido en la RE711.</p> <p>El análisis de los proyectos que se ajusta a la RE711 corresponde al de Análisis Técnico Económico según su artículo 21. Para lo anterior: Se debe considerar el VATT de todas las obras que sean necesarias, esto es:</p> <ul style="list-style-type: none"> • “Los proyectos “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” • “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén” • “Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)” 	Ver respuesta a observación 29-8.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>El nivel de seguridad requerido por el cumplimiento del criterio N-1 puede ser asegurado mediante el despacho de generación local, a un mayor costo de operación. En efecto, el argumento que se señala en 7.2.1.1 es que debido a la ausencia de Bocamina 1 y 2 ya no se cumpliría el criterio N-1, sin embargo, con la presencia de otros recursos de generación disponibles en la zona, es posible lograr el mismo efecto que las carboneras, pero a mayor precio. A continuación, un listado de las centrales OSE en la zona, las que suman 433 MW: [PRESENTA TABLA]</p> <p>Por tanto, no es correcto justificar los proyectos en cuestión por el criterio de seguridad, sino que deben ser evaluados por criterio de eficiencia operacional, según lo indicado en la etapa “b) Sub Etapa de Evaluación Económica de Proyectos” de la RE711. En dicha etapa se establece que</p> <p><i>c) Proponer en el Plan de Expansión aquellos proyectos o necesidades de expansión de transmisión que hayan presentado beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios, de acuerdo al criterio de holgura por incertidumbre de los planes de generación descrito en el literal b) del artículo 18°. Para estos efectos se considerará el V.A.T.T. de los proyectos analizados, a lo cual se le sumarán los <u>costos de operación y falla del sistema como resultado del proceso de simulación</u> para cada uno de los escenarios definidos, junto con las perpetuidades correspondientes.</i></p> <p>Por su parte, el referido literal b) indica:</p> <p><i>“b) Someter proyectos a los análisis de las siguientes etapas. Se someterán a los análisis posteriores, aquellos proyectos de expansión de transmisión nacional y zonal que permitan abastecer la demanda. Asimismo, se someterán a las siguientes etapas, los proyectos que mejoren los costos de operación y falla del sistema, siempre y cuando presenten beneficios de costos de operación y falla del sistema respecto a la condición base sin expansión, en al menos el 50% de los escenarios (criterio de holgura).”</i></p> <p>Por tanto, de acuerdo con lo establecido en la RE711 el abastecimiento de la zona de Concepción debe ser estudiado por criterio de Eficiencia Operacional, y no recomendada directamente por Seguridad</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
30-9	4.1.19 Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)	El proyecto referido se encuentra dentro del listado de obras recomendadas, pero no se realiza la evaluación requerida por la RE711. El proyecto se recomienda considerando tan sólo que se requeriría como complemento del proyecto "Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui". Hacemos presente que de acuerdo con nuestra observación al numeral 7.2.1.1, el proyecto "Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)" es necesario para concretar el proyecto "Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui", en caso de que el conjunto de estas obras sea recomendable conforme a los criterios de la RE711.	<p>Subtítulo 4.1.19</p> <p>Se solicita eliminar el proyecto "Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)", por cuanto no se encuentra justificada en base a los criterios de la RE711.</p> <p>De acuerdo a lo que señalamos en nuestra observación al numeral 7.2.1.1, el proyecto "Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)" debe ser evaluado en forma conjunta con el proyecto "Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui", conforme a los criterios que indicamos en dicha observación.</p>	Ver respuesta a la observación 29-9.
30-10	7.2.1.1 "Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui" y "Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén"	Se indica en el numeral 7.2.1.1 del informe que "Los análisis realizados por esta Comisión muestran que, al año 2027, no es posible abastecer la demanda del gran Concepción, con criterio de seguridad N-1 en las líneas del Sistema de Transmisión Nacional, sin despachar generación térmica fuera de orden económico en un escenario de demanda máxima de verano (35°C con Sol)." Al respecto, hacemos presente que la estadística horaria de temperatura de los años 2014-2020 en la estación de Coronel no muestra registros de sobre 32,2°C. En el caso de la estación Yungay, los 35°C se alcanzan sólo en el 0,1% de las horas. (fuente: www.agromet.cl)	<p>Subtítulos 3.1.12, 3.1.13 y 4.1.19</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos "Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui" y "Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén" por cuanto las condiciones ambientales consideradas en análisis por Seguridad no corresponden con la realidad de la zona.</p>	Ver respuesta a observación 29-8.
30-11	7.2.1.1 "Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui" y "Aumento de la	Se indica en el numeral 7.2.1.1 que "Por otro lado, tomando en cuenta el escenario antes descrito, los resultados muestran que la salida de servicio intempestiva de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén llevan la cargabilidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualqui a valores superiores al 90%, lo cual justifica el aumento de capacidad de transmisión en el corredor Charrúa – Hualqui,	<p>Subtítulo 3.1.13</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto "Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén",</p>	Ver respuesta a observación 29-8.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén”	mediante el tendido del segundo circuito.” Al respecto, hacemos presente que alcanzar cargabilidad de 90% en una condición de falla, no transgrede el criterio N-1.	puesto que el análisis por Seguridad realizado en el informe no se ajusta a lo establecido en la RE711.	
30-12	7.2.1.1 “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén”	Se indica en el numeral 7.2.1.1 que <i>“Finalmente, es importante señalar que se hicieron análisis adicionales a los descritos previamente, en donde se evaluó desde un punto de vista económico el proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”, cumpliendo con los criterios señalados en el numeral 6.4.5.2 para su incorporación en el presente plan de expansión. Los resultados de esta evaluación se encuentran contenidos en los Anexos de este informe técnico.”</i> Al respecto, hacemos presente que esta obra no se justifica por Seguridad de acuerdo a lo que señala esta misma sección del informe. El informe hace referencia a una evaluación económica para justificar la obra, la cual se muestra en la siguiente tabla. Se puede observar que en los primeros años no hay beneficios en ningún escenario, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.	Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” del presente Plan de Expansión, por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en ningún escenario.	Ver respuesta a observación 29-8.
30-13	3.1.6 Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)	El proyecto “Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)” se incluye dentro de numeral “3.1 Plan de Expansión”, sin embargo, no se encuentra en el informe el análisis realizado que derivó en la inclusión de esta obra en el plan de expansión, particular, no se indica información respecto de los proyectos de generación ni de los proyectos de transmisión alternativos considerados. En el numeral 3.1.6 se indica que “El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Algarrobal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de futuros proyectos de la zona.”. Sin embargo, no se indican los proyectos que justificarían la materialización de la subestación. De acuerdo con los siguientes antecedentes públicos, no vemos demostrada la conveniencia de incluir el proyecto “Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)”:	Subtítulo 3.1.6 Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)”, por cuanto el informe no contiene un análisis conforme a la RE711, que permita concluir la conveniencia de su materialización	Ver respuesta a observación 29-13.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>a) La subestación Algarrobal, fijada en el decreto de Plan de Expansión 422-2017, seccionará los tres circuitos Maitencillo – Cardones 220 kV existentes. De acuerdo con lo indicado en el decreto, el patio de 220 kV deberá considerar “espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas, que permitan la conexión de proyectos de generación de la zona y espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos.”. Con lo anterior, la construcción de la S/E Algarrobal cuenta desde ya con 4 posiciones para conexión de proyectos.</p> <p>b) De acuerdo con la información disponible en la plataforma de acceso abierto del coordinador al 14 de febrero de 2021:</p> <p>i. Ningún proyecto tiene Informe de Autorización de Conexión Aprobado.</p> <p>ii. De los 4 proyectos que se encuentran en estado de “Elaboración Informe de Autorización de Conexión Preliminar”, sólo uno cuenta con RCA aprobada.</p> <p>c) Si los cuatro proyectos referidos se concretaran en las 4 posiciones disponibles, implicaría la conexión de 1.225 MW en S/E Algarrobal. Con lo anterior, no vemos el análisis que permita concluir que dicha potencia pueda ser evacuada a través de las líneas conectadas a S/E Algarrobal, así como tampoco el que permita concluir que es posible evacuar la potencia de 4 proyectos futuros adicionales a los 1.225 MW.</p> <p>d) El informe no contiene un análisis respecto de soluciones alternativas al desarrollo de este proyecto. Cabe señalar que la S/E Nueva Maitencillo 220 kV se encuentra a sólo 50 km de distancia de S/E Algarrobal.</p>		
30-14	8 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN	No se entrega el detalle y bases de datos con los cuales se construyó la valorización de las obras de expansión. Lo anterior no permite efectuar una revisión detallada de la valorización, así como tampoco desglosar los proyectos en sus partes (por ejemplo, subestaciones y líneas), lo que a su vez no permite una correcta revisión del plan de expansión (por ejemplo, analizar las obras alternativas evaluadas).	<p>Título</p> <p>8</p> <p>Se solicita poner a disposición de los participantes de todas las bases de datos y planillas de cálculo que permitan reproducir la valorización realizada, así como conocer el detalle y costo de todas las obras, elementos y equipos considerados (por ejemplo, y sin que este listado sea completo:</p>	Ver respuesta a observación 29-14.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			estructuras, conductores, aisladores, equipos principales, instalaciones comunes)	
30-15	Proyectos 4.2.2 “Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario” y 4.1.6 “Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS)”	Se observa que la solución para la zona es agregar un nuevo punto de suministro desde un nivel de tensión mayor, agregando un enlace de doble circuito de 66 kV de capacidad por cada circuito del orden de la capacidad de las líneas de simple circuito cuya capacidad se proyecta sobrepasada.	Subtítulos 4.2.2 y 4.1.6 1) Se solicita aclarar cuál es el criterio para dimensionar las nuevas obras, incluyendo el número de circuitos elegido. En particular, aclarar por qué no es suficiente con que el nuevo enlace sea de un solo circuito. 2) En caso de que sea posible abastecer los consumos de la zona de Rosario construyendo un circuito simple, se solicita modificar la obra para que el nuevo enlace sea de un solo circuito.	Ver respuesta a observación 29-15.
30-16	Proyectos 4.2.3 “Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén” y 4.1.10 “Ampliación en S/E Rauquén 66 KV (BS)”	Se observa que la solución para la zona es agregar un nuevo punto de suministro desde un nivel de tensión mayor, agregando un enlace de doble circuito de 66 kV de capacidad por cada circuito del orden de la capacidad de las líneas de simple circuito cuya capacidad se proyecta sobrepasada.	Subtítulos 4.2.3 y 4.1.10 1) Se solicita aclarar cuál es el criterio para dimensionar las nuevas obras, incluyendo el número de circuitos elegido. En particular, aclarar por qué no es suficiente con que el nuevo enlace sea de un solo circuito. 2) En caso de que sea posible abastecer los consumos de la zona de Rauquén construyendo un circuito simple, se solicita modificar la obra para que el nuevo enlace sea de un solo circuito.	Ver respuesta a observación 29-16.
30-17	Proyectos 4.2.4 “Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares” y 4.1.12 “Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)”	Se observa que la solución para la zona es agregar un nuevo punto de suministro desde 154 kV, agregando un enlace de doble circuito de 154 kV de capacidad por cada circuito del orden de la capacidad de las líneas de simple circuito cuya capacidad se proyecta sobrepasada.	Subtítulos 4.2.4 y 4.1.12 1) Se solicita aclarar cuál es el criterio para dimensionar las nuevas obras, incluyendo el número de circuitos elegido. En particular, aclarar por qué no es suficiente con que el nuevo enlace sea de un solo circuito.	Ver respuesta a observación 29-17.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			2) En caso de que sea posible abastecer los consumos de la zona de Linares construyendo un circuito simple, se solicita modificar la obra para que el nuevo enlace sea de un solo circuito.	
30-18	Proyectos 4.2.1 "Nueva Línea 2x220 KV Don Goyo – La Ruca"; 4.1.1 "Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)"; 4.1.2 "Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle"	Se observa que la solución para la zona es agregar un nuevo punto de suministro desde 220 kV, agregando un enlace de doble circuito de 220 kV de capacidad por cada circuito del orden de la capacidad de las líneas de simple circuito cuya capacidad se proyecta sobrepasada.	Subtítulos 4.2.1, 4.1.1 y 4.1.2 1) Se solicita aclarar cuál es el criterio para dimensionar las nuevas obras, incluyendo el número de circuitos elegido. En particular, aclarar por qué no es suficiente con que el nuevo enlace sea de un solo circuito. 2) En caso de que sea posible abastecer los consumos de la zona de Ovalle Illapel construyendo un circuito simple, se solicita modificar la obra para que el nuevo enlace sea de un solo circuito.	Ver respuesta a observación 29-18.

Anglo American

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
31-1	7.1.1 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES KIMAL Y LAGUNAS	<p>1) La tabla 31 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Ampliación de la línea de transmisión 2x220 kV Kimal – Encuentro” (el cual tiene el nombre “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Kimal” en el numeral 3.1.2), donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios. Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno). Se puede observar que en los primeros dos años no hay beneficios en 4 de los 5 escenarios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto. Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica. Por tanto, la decisión óptima es la de postergar el proyecto y reevaluarlo en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p> <p>2) La tabla 32 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Nueva Sistema 500 kV Kimal – Nueva Lagunas”, que incluye los tres proyectos</p> <ul style="list-style-type: none"> - “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal”, - “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas” y - “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)”, <p>donde se muestra que el conjunto de los 3 proyectos otorga beneficios en 4 de los 5 escenarios. Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno) Se puede observar que en los primeros dos años no existe beneficios en ninguno de los escenarios y sólo 4 de los 5 escenarios en el tercer año, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.</p>	<p>Subtítulo 7.1.1 de Título 7.1</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos asociados al “Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas”, es decir, eliminar los proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal” • “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” • “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas” • “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)” <p>Lo anterior, por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en la mayoría de los escenarios.</p>	Ver respuesta a la observación 29-2.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica.</p> <p>Por tanto, la decisión óptima es la de postergar el proyecto y reevaluarlo en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p> <p>3) Por último, la tabla 33 del informe muestra la evaluación económica conjunta de los cuatro proyectos mencionados anteriormente, donde se muestra que el proyecto conjunto otorga beneficios en 4 de los 5 escenarios.</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que, en los primeros cinco años la mayoría de los escenarios no otorga beneficios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto conjunto.</p> <p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica.</p> <p>Por tanto, la decisión óptima es la de postergar los 4 proyectos y reevaluarlos en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p> <p>En síntesis, de lo indicado en los puntos 1), 2) y 3) de nuestra observación, en las tres evaluaciones resulta más conveniente postergar la recomendación de los proyectos.</p>		
31-2	7.1.5 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA	<p>La tabla 41 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en los primeros cinco años no existe beneficios en ninguno de los escenarios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.</p>	<p>Subtítulo 3.2.3 y 4.1.22</p> <p>Se solicita eliminar los proyectos “Nueva S/E Seccionadora” La Invernada y “Ampliación de S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)” del presente Plan de Expansión por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en ningún escenario.</p>	Ver respuesta a la observación 29-3.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica. Por tanto, la decisión óptima es la de postergar el proyecto y reevaluarlo en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p> <p>Cabe señalar que en el numeral 7.1.5 se indica que <i>“El proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” tiene como objetivos aumentar la seguridad en el abastecimiento de la demanda de las comunas de Malleco, Negrete, Renaico, Angol, Los Sauces y Collipulli, así como permitir el desarrollo y la evacuación del potencial eólico de la zona hacia el Sistema de Transmisión Nacional.”</i> , por tanto, se hace referencia a un tema de seguridad que no corresponde al análisis técnico-económico que se debe desarrollar en el punto 7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional.</p>		
31-3	<p>7.1.5 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA</p> <p>y</p> <p>4.1.22 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS)</p>	<p>No hay claridad respecto de si en el VATT utilizado para evaluar el proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada se incluyeron todas las obras necesarias para concretar este proyecto. Lo anterior se fundamenta en los siguientes puntos:</p> <p>11) El proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada requiere para su materialización que a su vez se desarrolle el proyecto “Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)”, que tiene un VATT de 2,87 millones de USD.</p> <p>12) De acuerdo con lo indicado en el numeral 4.1.22.5, el proyecto “Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 KV (BS)” cambiará la calificación de la instalación dedicada “S/E Celulosa Pacífico”, por lo que el VATT de dicha obra será un costo más a pagar por el sistema en caso de desarrollarse la S/E La Invernada, y debe ser incluido en el VATT total para la evaluación económica.</p> <p>13) De acuerdo con lo indicado en el numeral 3.2.3.5 el proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada”</p>	<p>Subtítulos 3.2.3 y 4.1.22</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” y “Ampliación de S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)”, puesto que su inclusión no se ha justificado en conformidad a lo establecido en la RE711.</p> <p>En efecto, el proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” debe ser evaluado económicamente en conjunto con el proyecto “Ampliación de S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)”, e incluir en el caso “con Proyecto” el VATT de todas las obras necesarias para obtener los beneficios de la obra, lo que incluye, al menos, el VATT de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nueva S/E Seccionadora La Invernada. • Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS). 	Ver respuesta a la observación 29-4

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>cambiará la calificación de la instalación dedicada “Línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico”, por lo que el VATT de dicha obra será un costo más a pagar por el sistema en caso de desarrollarse la S/E La Invernada, y debe ser incluido en el VATT total para la evaluación económica.</p> <p>14) En la planilla “Evaluacion Economica General - ITP Zonal.xlsx” donde se incluyen la evaluación económica del proyecto se incluye un VATT de 1,085 millones de dólares, respecto del cual no se indican cuáles son las instalaciones asociadas.</p> <p>15) La zona tendría la siguiente configuración topológica en el caso “con proyecto”.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • S/E Celulosa Pacífico. • Línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico. 	
31-4	7.1.2 Apoyo al Sistema de Transmisión de la Región de Antofagasta	<p>1) La tabla 34 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios. Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno). Se puede observar que en el primer año no hay beneficios en 3 de los 5 escenarios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.</p> <p>Así, la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios en los primeros años con los beneficios en el largo plazo, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica. Por tanto, la decisión óptima es la de postergar el proyecto y reevaluarlo en el siguiente estudio con mejor información que la que se dispone hoy.</p> <p>2) La tabla 35 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likantai”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p>	<p>Subtítulo 3.1.5</p> <p>Se solicita eliminar el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)” del presente Plan de Expansión, por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en ningún escenario. Cabe señalar que el análisis presentado en la tabla 36 no justifica la conveniencia de incluir el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)”, ya que en esa evaluación se compara con y sin el proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR”, asumiendo que en ambos casos está “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)”.</p>	Ver respuesta a la observación 29-5

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>El cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno). [PRESENTA TABLA]</p> <p>Por tanto, se puede observar que tanto en el primer año como en el agregado de todos los años hay beneficios en la mayoría de los casos, por lo que el proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI” es conveniente por sí sólo, sin considerar el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)”.</p> <p>3) La tabla 36 del informe muestra la evaluación económica del proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI”, pero considerando incluido dentro del caso “sin proyecto” el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)”, presentando que el primero otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>El cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno).</p> <p>Se puede observar que en los todos los años hay beneficios en la mayoría escenarios, por lo que sería conveniente incorporar el proyecto en el presente Plan de Expansión. Sin embargo, esta no es la evaluación correcta, ya que, al considerar el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)” en los casos con y sin proyecto, implícitamente se está considerando que el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)” es recomendable por sí sólo.</p> <p>Finalmente, dado que lo indicado en el numeral 2) de nuestra observación señala que se justifica la inclusión del proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI” por sí sólo, entonces la evaluación del proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)” debe considerar el proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI” dentro del caso “sin proyecto”.</p>		
31-5	7.1.4 Apoyo al Sistema de Transmisión entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico.	Se observa el VI utilizado para la evaluación económica del proyecto contiene un valor de 10 millones de USD, del cual no se indica a qué obras corresponde. Lo anterior puede verificarse en la hoja “VAN Obra Tasa 2019”.	Subtítulo 7.1.4 Se solicita indicar a qué obras corresponden los 10 millones de dólares incluidos en la valorización del proyecto OSE “93 Nogales -	Ver respuesta a la observación 29-6.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Columna "Correlativo Informe": N°43 Columna "Proyecto OSE": "93 Nogales - NPA 500 (1 Circ) + Trafo 500-220 + Obra Indicativa hacia Nva Maitencillo" Columna "Costo unitario [MUS\$]": suma celdas VI!H8+VI!H9+VI!H10+10</p>	<p>NPA 500 (1 Circ) + Trafo 500-220 + Obra Indicativa hacia Nva Maitencillo".</p>	
31-6	<p>7.1.4 Apoyo al Sistema de Transmisión entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico.</p>	<p>1) Entendiendo que el proyecto "APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES NUEVA PAN DE AZÚCAR Y POLPAICO" (en adelante "Apoyo NPA-POL") incluye sólo los siguientes tres proyectos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM) 2. Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT). 3. Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito. <p>La tabla 38 del informe muestra la evaluación económica del proyecto "Apoyo NPA-POL", donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios. El cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem "Beneficios (Base – Proyecto)" desglosado por año (a valor presente cada uno). Se puede observar que no hay beneficio en el primer año en ninguno de los 5 escenarios, por lo que es más conveniente postergar el proyecto. La conclusión anterior se refuerza con que, si se realiza el ejercicio por cada escenario de calcular del VAN atrasando el proyecto, en ninguno de los escenarios 1 a 4 el VAN óptimo es anterior a 2033.</p> <p>2) La tabla 39 del informe muestra la evaluación económica realizada para el proyecto "Apoyo NPA-POL" en conjunto con la obra "Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada", donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios. El cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem "Beneficios (Base – Proyecto)" desglosado por año (a valor presente cada uno). Se puede observar que en los todos los años hay beneficios en la mayoría escenarios, por lo que sería conveniente</p>	<p>Subtítulos 3.1.8, 3.1.10 y 3.2.2. Se solicita eliminar los siguientes proyectos del presente Plan de Expansión:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM) 2. Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT). 3. Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito. <p>Lo anterior, por ser más conveniente postergar la decisión de inversión, al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en ningún escenario. Cabe destacar que de la tabla con detalle anual que presentamos en el punto 2) de nuestra observación, el VAN óptimo del proyecto se encuentra mucho después de 2027 para la mayoría de los escenarios.</p>	<p>Ver respuesta a la observación 29-7.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>incorporar el proyecto en el presente Plan de Expansión. Sin embargo, esta evaluación no es correcta, debido a que como el proyecto “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada” es recomendable por si mismo, la evaluación realizada está capturando beneficios de otro proyecto. La evaluación correcta en este caso sería considerar que el proyecto “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada” está presente tanto en los casos “con” como “sin” proyecto.</p> <p>3) La tabla 40 del informe muestra la evaluación económica realizada para el proyecto “Apoyo NPA-POL” en conjunto con la obra “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada”, comparado con un atraso en la entrada de la línea HVDC, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Tal como señaláramos en el punto 2) anterior, esta evaluación no es válida ya que no considera en el caso “sin proyecto” el proyecto “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada”. Además, la RE711 no contempla evaluar múltiples escenarios basados en atrasos en la fecha en entrada en servicio de un proyecto ya contenido en otro plan de expansión.</p>		
31-7	7.2.1.1 “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén”	<p>Se indica en el numeral 7.2.1.1 del informe que <i>“Los proyectos ‘Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui’ y ‘Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén’ tienen por objetivo asegurar el cumplimiento del criterio N-1 en el Sistema de Transmisión Nacional.”</i></p> <p>Al respecto, hacemos presente que el cumplimiento del criterio N-1 en el sistema de transmisión Nacional es una <u>restricción que condiciona un cierto nivel de seguridad</u>, que debe ser internalizada en los <u>análisis económicos</u> de los procesos de operación y planificación del sistema eléctrico.</p>	<p>Subtítulos 3.1.12 y 3.1.13</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén” por cuanto el análisis por Seguridad realizado en el informe no se ajusta a lo establecido en la RE711. El análisis de los proyectos que se ajusta a la RE711 corresponde al de Análisis Técnico Económico según su artículo 21. Para lo anterior:</p>	Ver respuesta a observación 29-8.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La RE711 indica que <i>“Para efectos de analizar las instalaciones de transmisión nacional, se determinarán las necesidades de transmisión que permitan asegurar el abastecimiento de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional frente a las contingencias que establece la normativa técnica para este segmento de transmisión.”</i></p> <p>El artículo 5-5 de la NTSyCS indica: <i>“La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, definido según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 32.”</i></p> <p>El número 32 del artículo 1-7 de la NTSyCS indica: <i>“Criterio N-1: Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un SI que garantiza que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.”</i></p> <p>El nivel de seguridad requerido por el cumplimiento del criterio N-1 puede ser asegurado mediante el despacho de generación local, a un mayor costo de operación. En efecto, el argumento que se señala en 7.2.1.1 es que debido a la ausencia de Bocamina 1 y 2 ya no se cumpliría el criterio N-1, sin embargo, con la presencia de otros de recursos de generación disponibles en la zona, es posible lograr el mismo efecto que las carboneras, pero a mayor precio. A continuación, un listado de las centrales OSE en la zona, las que suman 433 MW: [PRESENTA TABLA]</p> <p>Por tanto, no es correcto justificar los proyectos en cuestión por el criterio de seguridad, sino que deben ser evaluados por criterio de eficiencia operacional, según lo indicado en la etapa “b) Sub Etapa de Evaluación Económica de Proyectos” de la RE711. En dicha etapa se establece que</p> <p><i>c) Proponer en el Plan de Expansión aquellos proyectos o necesidades de expansión de transmisión que hayan presentado beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios, de acuerdo al criterio de holgura por incertidumbre de los planes de generación descrito en el</i></p>	<p>Se debe considerar el VATT de todas las obras que sean necesarias, esto es:</p> <ul style="list-style-type: none"> • “Los proyectos “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” • “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén” • “Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)” 	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>literal b) del artículo 18°. Para estos efectos se considerará el V.A.T.T. de los proyectos analizados, a lo cual se le sumarán los <u>costos de operación y falla del sistema como resultado del proceso de simulación</u> para cada uno de los escenarios definidos, junto con las perpetuidades correspondientes.</i></p> <p>Por su parte, el referido literal b) indica: <i>“b) Someter proyectos a los análisis de las siguientes etapas. Se someterán a los análisis posteriores, aquellos proyectos de expansión de transmisión nacional y zonal que permitan abastecer la demanda. Asimismo, se someterán a las siguientes etapas, los proyectos que mejoren los costos de operación y falla del sistema, siempre y cuando presenten beneficios de costos de operación y falla del sistema respecto a la condición base sin expansión, en al menos el 50% de los escenarios (criterio de holgura).”</i></p> <p>Por tanto, de acuerdo con lo establecido en la RE711 el abastecimiento de la zona de Concepción debe ser estudiado por criterio de Eficiencia Operacional, y no recomendada directamente por Seguridad.</p>		
31-8	4.1.19 Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)	<p>El proyecto referido se encuentra dentro del listado de obras recomendadas, pero no se realiza la evaluación requerida por la RE711. El proyecto se recomienda considerando tan sólo que se requeriría como complemento del proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”. Hacemos presente que de acuerdo con nuestra observación al numeral 7.2.1.1, el proyecto “Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)” es necesario para concretar el proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”, en caso de que el conjunto de estas obras sea recomendable conforme a los criterios de la RE711.</p>	<p>Subtítulo 4.1.19 Se solicita eliminar el proyecto “Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)”, por cuanto no se encuentra justificada en base a los criterios de la RE711. De acuerdo a lo que señalamos en nuestra observación al numeral 7.2.1.1, el proyecto “Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)” debe ser evaluado en forma conjunta con el proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”, conforme a los criterios que indicamos en dicha observación.</p>	Ver respuesta a la observación 29-9.
31-9	7.2.1.1 “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E	<p>Se indica en el numeral 7.2.1.1 del informe que “Los análisis realizados por esta Comisión muestran que, al año 2027, no es posible abastecer la demanda del gran Concepción, con criterio de seguridad N-1 en las líneas del Sistema de</p>	<p>Subtítulos 3.1.12, 3.1.13 y 4.1.19 Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con</p>	Ver respuesta a observación 29-8.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Hualqui” y “Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén”	Transmisión Nacional, sin despachar generación térmica fuera de orden económico en un escenario de demanda máxima de verano (35°C con Sol).” Al respecto, hacemos presente que la estadística horaria de temperatura de los años 2014-2020 en la estación de Coronel no muestra registros de sobre 32,2°C. En el caso de la estación Yungay, los 35°C se alcanzan sólo en el 0,1% de las horas. (fuente: www.agromet.cl)	seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén” por cuanto las condiciones ambientales consideradas en análisis por Seguridad no corresponden con la realidad de la zona.	
31-10	7.2.1.1 “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén”	Se indica en el numeral 7.2.1.1 que “Por otro lado, tomando en cuenta el escenario antes descrito, los resultados muestran que la salida de servicio intempestiva de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén llevan la cargabilidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualqui a valores superiores al 90%, lo cual justifica el aumento de capacidad de transmisión en el corredor Charrúa – Hualqui, mediante el tendido del segundo circuito.” Al respecto, hacemos presente que alcanzar cargabilidad de 90% en una condición de falla, no transgrede el criterio N-1.	Subtítulo 3.1.13 Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén”, puesto que el análisis por Seguridad realizado en el informe no se ajusta a lo establecido en la RE711.	Ver respuesta a observación 29-8.
31-11	7.2.1.1 “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén”	Se indica en el numeral 7.2.1.1 que <i>“Finalmente, es importante señalar que se hicieron análisis adicionales a los descritos previamente, en donde se evaluó desde un punto de vista económico el proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”, cumpliendo con los criterios señalados en el numeral 6.4.5.2 para su incorporación en el presente plan de expansión. Los resultados de esta evaluación se encuentran contenidos en los Anexos de este informe técnico.”</i> Al respecto, hacemos presente que esta obra no se justifica por Seguridad de acuerdo a lo que señala esta misma sección del informe. El informe hace referencia a una evaluación económica para justificar la obra, la cual se muestra en la siguiente tabla: [PRESENTA TABLA]	Se solicita eliminar del plan de expansión los proyectos “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” del presente Plan de Expansión, por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y no presentar beneficios netos positivos en ningún escenario.	Ver respuesta a observación 29-8.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Se puede observar que en los primeros años no hay beneficios en ningún escenario, por lo que es más conveniente postergar el proyecto.		
31-12	3.1.6 Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)	<p>El proyecto “Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)” se incluye dentro de numeral “3.1 Plan de Expansión”, sin embargo, no se encuentra en el informe el análisis realizado que derivó en la inclusión de esta obra en el plan de expansión, particular, no se indica información respecto de los proyectos de generación ni de los proyectos de transmisión alternativos considerados.</p> <p>En el numeral 3.1.6 se indica que “El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Algarrobal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de futuros proyectos de la zona.”. Sin embargo, no se indican los proyectos que justificarían la materialización de la subestación.</p> <p>De acuerdo con los siguientes antecedentes públicos, no vemos demostrada la conveniencia de incluir el proyecto “Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)”:</p> <p>a) La subestación Algarrobal, fijada en el decreto de Plan de Expansión 422-2017, seccionará los tres circuitos Maitencillo – Cardones 220 kV existentes. De acuerdo con lo indicado en el decreto, el patio de 220 kV deberá considerar “espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas, que permitan la conexión de proyectos de generación de la zona y espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos.”. Con lo anterior, la construcción de la S/E Algarrobal cuenta desde ya con 4 posiciones para conexión de proyectos.</p> <p>b) De acuerdo con la información disponible en la plataforma de acceso abierto del coordinador al 14 de febrero de 2021:</p> <p>i. Ningún proyecto tiene Informe de Autorización de Conexión</p> <p style="text-align: right;">Aprobado.</p>	<p>Subtítulo 3.1.6</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)”, por cuanto el informe no contiene un análisis conforme a la RE711, que permita concluir la conveniencia de su materialización.</p>	Ver respuesta a observación 29-13.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>ii. De los 4 proyectos que se encuentran en estado de "Elaboración Informe de Autorización de Conexión Preliminar", sólo uno cuenta con RCA aprobada.</p> <p>c) Si los cuatro proyectos referidos se concretaran en las 4 posiciones disponibles, implicaría la conexión de 1.225 MW en S/E Algarrobal. Con lo anterior, no vemos el análisis que permita concluir que dicha potencia pueda ser evacuada a través de las líneas conectadas a S/E Algarrobal, así como tampoco el que permita concluir que es posible evacuar la potencia de 4 proyectos futuros adicionales a los 1.225 MW.</p> <p>d) El informe no contiene un análisis respecto de soluciones alternativas al desarrollo de este proyecto. Cabe señalar que la S/E Nueva Maitencillo 220 kV se encuentra a sólo 50 km de distancia de S/E Algarrobal.</p>		
31-13	8 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN	No se entrega el detalle y bases de datos con los cuales se construyó la valorización de las obras de expansión. Lo anterior no permite efectuar una revisión detallada de la valorización, así como tampoco desglosar los proyectos en sus partes (por ejemplo, subestaciones y líneas), lo que a su vez no permite una correcta revisión del plan de expansión (por ejemplo, analizar las obras alternativas evaluadas).	<p>Título 8</p> <p>Se solicita poner a disposición de los participantes de todas las bases de datos y planillas de cálculo que permitan reproducir la valorización realizada, así como conocer el detalle y costo de todas las obras, elementos y equipos considerados (por ejemplo, y sin que este listado sea completo: estructuras, conductores, aisladores, equipos principales, instalaciones comunes)</p>	Ver respuesta a observación 29-14.
31-14	Proyectos 4.2.2 "Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario" y 4.1.6 "Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS)"	Se observa que la solución para la zona es agregar un nuevo punto de suministro desde un nivel de tensión mayor, agregando un enlace de doble circuito de 66 kV de capacidad por cada circuito del orden de la capacidad de las líneas de simple circuito cuya capacidad se proyecta sobrepasada.	<p>Subtítulos 4.2.2 y 4.1.6</p> <p>1) Se solicita aclarar cuál es el criterio para dimensionar las nuevas obras, incluyendo el número de circuitos elegido. En particular, aclarar por qué no es suficiente con que el nuevo enlace sea de un solo circuito.</p> <p>2) En caso de que sea posible abastecer los consumos de la zona de Rosario construyendo un circuito simple, se solicita modificar la obra para que el nuevo enlace sea de un solo circuito.</p>	Ver respuesta a observación 29-15.
31-15	Proyectos 4.2.3 "Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV	Se observa que la solución para la zona es agregar un nuevo punto de suministro desde un nivel de tensión mayor, agregando un enlace de doble circuito de 66 kV de	<p>Subtítulos 4.2.3 y 4.1.10</p> <p>1) Se solicita aclarar cuál es el criterio para dimensionar las nuevas obras, incluyendo el</p>	Ver respuesta a observación 29-16

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Buenavista – Rauquén” y 4.1.10 “Ampliación en S/E Rauquén 66 KV (BS)”	capacidad por cada circuito del orden de la capacidad de las líneas de simple circuito cuya capacidad se proyecta sobrepasada.	número de circuitos elegido. En particular, aclarar por qué no es suficiente con que el nuevo enlace sea de un solo circuito. 2) En caso de que sea posible abastecer los consumos de la zona de Rauquén construyendo un circuito simple, se solicita modificar la obra para que el nuevo enlace sea de un solo circuito.	
31-16	Proyectos 4.2.4 “Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares” y 4.1.12 “Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)”	Se observa que la solución para la zona es agregar un nuevo punto de suministro desde 154 kV, agregando un enlace de doble circuito de 154 kV de capacidad por cada circuito del orden de la capacidad de las líneas de simple circuito cuya capacidad se proyecta sobrepasada.	Subtítulos 4.2.4 y 4.1.12 1) Se solicita aclarar cuál es el criterio para dimensionar las nuevas obras, incluyendo el número de circuitos elegido. En particular, aclarar por qué no es suficiente con que el nuevo enlace sea de un solo circuito. 2) En caso de que sea posible abastecer los consumos de la zona de Linares construyendo un circuito simple, se solicita modificar la obra para que el nuevo enlace sea de un solo circuito.	Ver respuesta a observación 29-17
31-17	Proyectos 4.2.1 “Nueva Línea 2x220 KV Don Goyo – La Ruca”; 4.1.1 “Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT); 4.1.2 “Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle”	Se observa que la solución para la zona es agregar un nuevo punto de suministro desde 220 kV, agregando un enlace de doble circuito de 220 kV de capacidad por cada circuito del orden de la capacidad de las líneas de simple circuito cuya capacidad se proyecta sobrepasada.	Subtítulos 4.2.1, 4.1.1 y 4.1.2 1) Se solicita aclarar cuál es el criterio para dimensionar las nuevas obras, incluyendo el número de circuitos elegido. En particular, aclarar por qué no es suficiente con que el nuevo enlace sea de un solo circuito. 2) En caso de que sea posible abastecer los consumos de la zona de Ovalle Illapel construyendo un circuito simple, se solicita modificar la obra para que el nuevo enlace sea de un solo circuito	Ver respuesta a observación 29-18
31-18	Tabla 53: Proyectos No recomendados. Número 80, PE01 - Nueva S/E Seccionadora Quillay 220 kV y cierre anillo Polpaico – Almendros 220 kV	El proyecto fue presentado considerando a que según los criterios de eficiencia operacional (análisis contenidos en el numeral 7.1 “Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional)”, el proyecto resulta conveniente debido a que principalmente la reducción de los costos de operación y falla del sistema es mayor a los pagos de VATT asociados. Al revisar las bases de datos, supuesto y resultados, observamos lo siguientes puntos:	<i>Título 7.1</i> A) Se solicita realizar nuevamente la evaluación económica del proyecto (Eficiencia Operacional correspondiente al numeral 7.1), considerando las rectificaciones asociadas a nuestras observaciones 1), 2), 3) y 4) y, en definitiva, incorporar en el plan de expansión el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Quillay 220 kV y cierre anillo Polpaico – Almendros 220 kV”.	Ver respuesta a observación 29-19

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta														
		<p>1) El consumo en S/E Tórtolas no se encuentra correctamente proyectada desde 2020, a partir de los valores de 2019. En efecto, en la hoja "Prev. Mensual 19-39" de la planilla Demanda horaria 2019-2025 formulas.xlsx", consumo en S/E Tórtolas en 2019 es de 370 GWh, mientras que en 2020 y siguientes es de sólo 0,56 GWh aproximadamente.</p> <p>2) El consumo de Anglo American de las subestaciones Tórtolas, Maitenes, Confluencia Bronces y Santa Filomena no se modeló en dichas barras, sino que se concentró en Polpaico (a excepción de Tórtolas).</p> <p>3) Si se considera sólo los consumos en Maitenes, Confluencia Bronces y Santa Filomena, se observa que se proyectó importantes reducciones de consumo de Anglo American en el período 2020-2024, como se observa en la siguiente tabla. Anglo American no proyecta disminuciones de consumo en el horizonte señalado.</p> <p>Tasas de crecimiento anual considerada por la CNE para los consumos de Anglo American</p> <table border="1" data-bbox="632 841 1199 906"> <thead> <tr> <th>2020</th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>-6,2%</td> <td>-2,8%</td> <td>-5,5%</td> <td>-1,4%</td> <td>-2,8%</td> <td>2,7%</td> <td>2,0%</td> </tr> </tbody> </table> <p>4) De los datos de la hoja "CosOpe Sistema" de la planilla "Evaluacion Economica General - ITP Zonal.xlsx" se observa que el costo de operación y falla del caso "con proyecto" (tabla 182 Area D_Cierre anillo 220 kV) es mayor que el del caso "sin proyecto" (tabla 173 Base Zonal D), en varios años del horizonte y escenarios estudiados, en particular en el Esc5. Considerando que la comparación entre los casos con y sin proyecto se realiza sobre la base de la misma corrida de optimización (misma función de costo futuro), observamos que los resultados de las simulaciones con y sin proyecto presentan una inconsistencia.</p> <p>Cabe señalar que Anglo American realizó observaciones a la proyección de consumo, via correo electrónico de fecha 17/07/2020.</p>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	-6,2%	-2,8%	-5,5%	-1,4%	-2,8%	2,7%	2,0%	<p>B) Dado que este proyecto se justifica por el ahorro económico en pérdidas, los resultados estarán ligados a la inclusión o no de otros proyectos relevantes en el plan de expansión. Por tanto, se solicita que la evaluación económica realizada señalada en A) se realice habiendo considerado la exclusión o no de otros proyectos, producto de las observaciones de los participantes e interesados.</p> <p>C) Se solicita dejar disponibles, junto con la siguiente versión del informe, las bases de datos de entrada y salida de las simulaciones y evaluaciones económicas realizadas.</p>	
2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026												
-6,2%	-2,8%	-5,5%	-1,4%	-2,8%	2,7%	2,0%												