

RESPUESTAS A OBSERVACIONES REALIZADAS POR LOS USUARIOS E INSTITUCIONES INTERESADAS INSCRITAS EN EL REGISTRO DE PARTICIPACIÓN CUIDADANA AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2019, APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN CNE N° 07 DE 08 DE ENERO DE 2020.

# 01 ENEL DISTRIBUCIÓN

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
01-1	4.1.4 Ampliación en S/E Nueva Lampa (NTR ATMT)	En la descripción del proyecto se hace mención a la Ampliación en S/E Nueva Lampa, si bien el nuevo transformador 220/23 kV, 50 MVA + Celda MT, se conecta a la S/E Nueva Seccionadora Lampa mediante nueva bahía GIS, la instalación de este nuevo transformador sera en terrenos de la actual S/E Lampa 220/23 kV.	Se solicita detallar en la descripción del proyecto, que el nuevo transformador y celdas serán instalados en terrenos de la S/E Lampa.	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada a la descripción de la obra "Ampliación en S/E Nueva Lampa (NTR ATMT)", esta Comisión concuerda con lo solicitado en términos de precisar la descripción e indicar las subestaciones que son objeto de la obra en cuestión.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra "Ampliación en S/E Nueva Lampa (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
01-2	9.1. Proyectos No Recomendados 70) Ampliación S/E Los Almendros y Refuerzo Línea Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV.	<p>La subestación Los Almendros se encuentra ubicada en la región metropolitana, específicamente en la comuna de Las Condes. Esta subestación cuenta con un banco de autotransformadores de 220/110 kV - 400 MVA.</p> <p>Por su parte la línea Alto Jahuel - Los Almendros, en su trazado cruza 7 comunas (Buin – Pirque – Puente Alto – La Florida – Peñalolén – La Reina – Las Condes).</p> <p>Considerando la proyección de demanda del anillo de subtransmisión de Enel, las cuales son obtenidas a partir de un método estocástico que considera variables macroeconómicas, además datos históricos de Energía, Potencia y Temperatura, a partir del año 2026 se observa que el Banco de autotransformadores de Los Almendros presenta niveles de carga por sobre su capacidad nominal.</p> <p>Por lo anterior Enel Distribución, propuso en el presente Plan de Expansión la instalación de un nuevo banco de autotransformador 220/110 kV de 400 MVA en S/E Almendros y el Refuerzo de la Línea Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV.</p> <p>La alternativa de la CNE, en reemplazo del proyecto presentado por Enel, consiste en la instalación de una nueva subestación, denominada Baja Cordillera, la cual considera la instalación de un banco de autotransformadores 220/110 kV de 400 MVA, además del seccionamiento de las Líneas Alto Jahuel-Los Almendros 220 kV, Florida - La Reina 110 kV y Florida - Tap Vizcachas 110 kV. Tomando la base de datos proporcionadas por la CNE (BD CNE Expansión 2019 ITP), como material adjunto en la entrega de su Informe Técnico Preliminar, se observa una sobrecarga en el tramo Nueva Cordillera – Tap Vizcachas en condición N, es por esta razón que el proyecto de la nueva seccionadora Baja Cordillera debería considerar, dentro de su evaluación económica, el refuerzo de dicho tramo. Si se analiza en condición N-1 es mayor la cantidad de tramos de líneas 110 kV que requieren un refuerzo.</p> <p>Por lo anterior, si la propuesta de la CNE considera los refuerzos de líneas 110 kV sobrecargadas en la condición antes mencionada, la evaluación de seguridad es menos rentable que la opción propuesta por Enel. En consecuencia, el proyecto de Enel presenta mayores beneficios técnicos y económicos.</p> <p>Para mayores antecedentes se encuentra en el archivo: "Anexo Observaciones ITP 2019 - Proy. Ampliación SE Los Almendros y Refuerzo Línea Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV"</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>	Se solicita incorporar el proyecto "Ampliación S/E Almendros y Refuerzo Línea Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV", al presente Plan de Expansión.	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Enel Distribución en la que solicita la incorporación en el presente plan de expansión de la obra "Ampliación S/E Almendros y Refuerzo Línea Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV", se indica lo siguiente:</p> <p>- En primer lugar, Enel Distribución menciona que, en condición N, la LT 110 kV Tap Vizcachas - Baja Cordillera presentaría una sobrecarga. Efectivamente en la BD proporcionada por esta Comisión se observa una sobrecarga en ese tramo, la que existiría incluso en la condición base (sin proyecto). La razón de ello es porque no estaba actualizada la capacidad del conductor, el que fue reforzado por AES Gener para su proyecto Alto Maipo. Con este cambio, tanto para la condición base como para el proyecto Nueva S/E Baja Cordillera, no se justificaría un refuerzo en la LT 110 kV Tap Vizcacha - Baja Cordillera.</p> <p>- Por otro lado, los análisis eléctricos realizados muestran la necesidad de reforzar la LT 220 kV Alto Jahuel – Los Almendros, perteneciente al segmento de transmisión Nacional, para efectos de abastecer la demanda de la Región Metropolitana en condiciones de bajo aporte de las centrales hidroeléctricas de la zona, toda vez que se debe respetar el criterio de seguridad N-1 en esta instalación.</p> <p>- Finalmente, el proyecto presentado por Enel Distribución ofrece una solución a la problemática de suficiencia y seguridad para el abastecimiento de la RM. Sin embargo, el proyecto "Nueva S/E Baja Cordillera", incorporado por esta Comisión en reemplazo del proyecto de Enel Distribución, mostró un mejor desempeño técnico y económico, razón por la que se mantendrá este proyecto en el presente plan de expansión, ampliando su alcance de modo de contener el refuerzo de la LT Alto Jahuel - Almendros, en el tramo comprendido entre la S/E Alto Jahuel y la futura S/E Baja Cordillera.</p> <p>En los anexos se adjuntan algunas imágenes del flujo de potencia realizado en Powerfactory que muestran lo descrito en esta observación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
01-3	9.1. Proyectos No Recomendados 71) Segunda Vinculación 110 kV S/E Lo Aguirre y S/E Lo Prado.	<p>La línea San Pablo-Lo Aguirre 110kV da suministro a las subestaciones Lo Aguirre, Lo Prado y Curacaví, con un total aproximado de 4.000 clientes regulados de Enel Distribución y además varias comunas en las que da suministro la distribuidora CGE. Adicionalmente, se conectan otros clientes específicos como Centro Nuclear, Plaza Peaje, Túnel Lo Prado y clientes industriales. Al ser una línea de simple circuito y topología radial, en caso de una falla, quedan sin suministro todos los clientes mencionados anteriormente, por a lo menos 5 horas.</p> <p>Revisando la evaluación económica (Archivo "08-Resumen Evaluación CFCD 2da vinculación Lo Aguirre y Lo Prado Enel. xls") se detectaron los siguientes errores:  Primeramente, la demanda para la línea "Cerro Navia-Lo Prado" solo se está considerando la demanda de S/E Lo Prado 12 kV. Siendo que la demanda de esta línea debería ser la suma de las demandas de S/E Lo Prado 12 kV, Lo Aguirre 12 kV y Curacaví 12 kV.  Segundo, en la evaluación realizada se observa que la proyección de demanda se realizó a partir del año 2021 y no desde el 2019.  Para mayor detalle de estos errores ver documento "Anexo Observaciones ITP 2019 - Proy. Segunda Vinculación Lo Prado-Lo Aguirre".</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 2018 y considerando las tasas de crecimiento utilizadas por la CNE en su análisis de seguridad, para obtener la proyección de demanda. A esta proyección fueron adicionadas las solicitudes de clientes previstas para el periodo 2019-2039.  Se puede observar del 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.  Mayores antecedentes respecto del Análisis de Seguridad realizado, se pueden encontrar en los archivos:  "Evaluación Seguridad Proy. 2da vinculación Lo Aguirre y Lo Prado - Enel.xls".  "Anexo Observaciones ITP 2019 - Proy. Segunda Vinculación Lo Prado-Lo Aguirre".</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>	Se solicita incorporar el proyecto "Segunda Vinculación 110 kV S/E Lo Aguirre y S/E Lo Prado", al presente Plan de Expansión.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, en la que solicita incorporar el proyecto "Segunda Vinculación 110 kV S/E Lo Aguirre y S/E Lo Prado" al presente Plan de Expansión, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La revisión que esta Comisión realizó respecto a los antecedentes entregados por la empresa Enel Distribución indican que las demandas consideradas por ésta corresponden resultarían ser superiores a las proyectadas por esta Comisión.</li> <li>- Por su parte, al tratarse de un análisis de seguridad, no parece atendible realizar una sensibilización respecto del nivel de demanda utilizado por esta Comisión, dado que no estaría en riesgo el abastecimiento de la demanda en condiciones normales.</li> </ul> <p>Finalmente, en anexos se encuentra el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto bajo la metodología empleada por esta Comisión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
01-4	9.1. Proyectos No Recomendados 72) Refuerzo Tramo Florida - Tap La Reina 110 kV.	<p>En la Línea 110 kV Florida - Los Almendros se ubica el tramo a reforzar entre la subestación Florida y torre N°51 de arranque a S/E La Reina. Se espera a partir del año 2021 se supere la capacidad nominal de la línea en condición de contingencia N-1 llegando al año 2022 a una cargabilidad del 109%. Este aumento de cargabilidad se debe principalmente a la puesta en servicio del proyecto de generación Alto Maipo.</p> <p>Este proyecto excluido del plan de expansión, donde se señaló que en anexos se encontraba el detalle de la evaluación de seguridad. Sin embargo, al revisar la información publicada respecto de dichos anexos no se encontró ningún análisis de seguridad para este proyecto.</p> <p>Si bien del análisis realizado con la metodología de CFCD, no se obtiene una evaluación favorable del proyecto, consideramos necesario el proyecto de refuerzo ya que a partir del año 2019 esta línea comienza a presentar niveles de sobrecarga mayores al 28% sobre su capacidad nominal en condición N-1. Este valor aumenta progresivamente hasta llegar a 48% de sobrecarga en el año 2025.</p> <p>Lo anterior implica niveles de racionamiento a más de 50 mil clientes. Actualmente de esta línea depende el suministro de las subestaciones La Reina y Andes con 127.872 y 30.197 clientes respectivamente, los que corresponden al 8,8% de los clientes suministrados por Enel Distribución, ubicados principalmente en las comunas de Peñalolén, La Reina y Las Condes.</p> <p>Es por estos motivos se solicita a la CNE la incorporación de este proyecto en el Plan de Expansión 2019.</p>	Se solicita incorporar el proyecto "Refuerzo Tramo Florida - Tap La Reina 110 kV", al presente Plan de Expansión.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución en la que solicita la incorporación del proyecto "Refuerzo Tramo Florida - Tap La Reina 110 kV" en el presente Plan de Expansión, se señala lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La Comisión incorporó en este Plan de Expansión la nueva S/E Baja Cordillera. Esta nueva configuración del anillo de Enel Distribución, modificará el tramo de LT 2x110 kV Florida - Tap La Reina por el tramo de LT 2x110 kV Baja Cordillera - Tap La Reina. En consecuencia, sobre éste último tramo se enfocarán los análisis eléctricos respectivos.</li> <li>- En los análisis eléctricos para evaluar la seguridad del sistema en estudio, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, esta Comisión determinó que, ante la salida intempestiva de un circuito de la LT 2x110 kV Baja Cordillera - Tap La Reina, sin considerar generación de la cuenca del Maipo, y para condiciones de demanda y temperatura de invierno y verano (20°C sin sol y 35°C con sol, respectivamente), no se observan sobrecargas en el circuito en servicio. En consecuencia, a partir de los resultados del análisis se determinó que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</li> <li>- Por otro lado, en los análisis eléctricos para evaluar la seguridad del sistema en estudio, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, esta Comisión determinó que ante la salida intempestiva del transformador de S/E Los Almendros, se generaría una sobrecarga en el tramo de la LT 2x110 kV Baja Cordillera - Tap La Reina, siendo necesario hacer la evaluación por seguridad según lo establecido en la Resolución Exenta N°711/2017. De este análisis se determinó que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</li> </ul> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.</p>
01-5	9.1. Proyectos No Recomendados 73) Ampliación S/E Santa Marta.	<p>Según propone el Informe Técnico Preliminar, las demandas de la S/E Santa Marta podrían ser suministradas desde la S/E Padre Hurtado de CGE. Si bien existe la posibilidad de realizar descarga desde S/E Santa Marta en 23 kV hacia la S/E Padre Hurtado, de igual forma sería necesario realizar una ampliación de S/E Padre Hurtado por motivos de suficiencia y seguridad. El objetivo de la S/E Padre Hurtado en suministrar los crecimientos de la demanda en la zona de concesión de CGE, junto con descargar la S/E Malloco (descarga Línea San Bernardo - Malloco). Si a esto se adiciona la descarga desde S/E Santa Marta 23 kV (suministro para movilidad eléctrica), S/E Padre Hurtado quedaría con una cargabilidad mayor al 100%.</p> <p>Por otro lado, una falla del único transformador de S/E Padre Hurtado, implicaría afectar todos los clientes conectados a este transformador, incluyendo el suministro para la movilidad eléctrica.</p> <p>Desde el punto de vista de distribución, ampliar la S/E Padre Hurtado, implica la construcción de alimentadores de mayor extensión, costos y plazos de ejecución para entregar el suministro requerido para movilidad eléctrica, en comparación a si son suministrados desde S/E Santa Marta</p>	Se solicita incorporar el proyecto "Ampliación S/E Santa Marta", al presente Plan de Expansión.	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución en la que solicita la incorporación de la obra "Ampliación S/E Santa Marta" en el presente Plan de Expansión, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Análisis posteriores a la emisión determinaron que se habrían considerado traspasos de carga a SS/EE cercanas, los que no se materializarían en la práctica, a lo que se adicionaría un traspaso desde la S/E Pajaritos en 23 kV (a través del alimentador Chena), así como solicitudes de conexión de terminales de transporte eléctrico. Con esta nueva condición de demanda se justifica la incorporación de la obra en cuestión.</li> </ul> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión incluirá hará una modificación en la descripción de la obra "Ampliación en S/E Santa Marta (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>23 kV. Para mayor detalle de estas observaciones ver documento "Informe Nuevo Transformador SE Santa Marta".</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>		
01-6	9.1. Proyectos No Recomendados 74) Ampliación S/E Lo Prado.	<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>Según análisis de la CNE en la Discrepancia ante Panel de Experto para Plan Expansión 2018, señaló que no era correcto en la evaluación de ENS, realizado por Enel, asumir un tiempo de indisponibilidad de 7 días, ya que la NTSyCS establece que debe ser de 45 horas. Es por lo anterior, que surge la necesidad de contar con una segunda unidad de transformación 110/44 kV, para así poder cumplir con el requerimiento establecido en NTSyCS. Ya que hoy no existe una reserva y además la actual S/E Móvil (110/12 kV, 25 MVA), ni la futura 110/23-12 kV, 50 MVA, permitirían respaldar ante alguna falla de la única unidad 110/44 kV. Es por esto que al no existir este respaldo para la evaluación de ENS se considera un tiempo de indisponibilidad de 7 días.</p> <p>Adicionalmente, en la misma Discrepancia se encargó un análisis de este proyecto al Coordinador Eléctrico Nacional, el cual recomendó la postergación de éste para el próximo Proceso de Planificación (actual Proceso Planificación 2019).</p> <p>Para mayores antecedentes revisar los documentos: "Anexo Observaciones ITP 2019 - Proy. Ampliación SE Lo Prado.doc" "Planilla CFCD 2019_V2-Analisis Enel"</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>	Se solicita incorporar el proyecto "Ampliación S/E Lo Prado", al presente Plan de Expansión.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución en la que solicita incorporar el proyecto "Ampliación S/E Lo Prado" al presente Plan de Expansión, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La empresa indica que esta Comisión, en el contexto de la Discrepancia ante Panel de Expertos con motivo del Plan Expansión 2018, señaló que no era correcto en la evaluación de ENS, realizado por Enel, al asumir un tiempo de indisponibilidad de 7 días, ya que la NTSyCS establece que el máximo tiempo de indisponibilidad permitido corresponde a 45 horas para este tipo de equipo.</li> <li>- Por otra parte, al desarrollar su observación, la empresa señala que la manera con que pretendería dar cumplimiento a la normativa vigente es mediante la incorporación de un equipo de transformación adicional.</li> <li>- Lo anterior no es correcto, ya que lo indicado en la NTSyCS corresponde al tiempo máximo de indisponibilidad forzado para un equipo en particular, y no para los retiros que abastece, de modo que no corresponde, consecuentemente, suponer una indisponibilidad mayor a la ya referida para efectos de los análisis que se desarrollan en el contexto del presente plan de expansión.</li> </ul> <p>Dado lo anterior, esta Comisión no acoge la solicitud de la empresa.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
01-7	9.1. Proyectos No Recomendados 75) Ampliación S/E Quilicura.	<p>La subestación Quilicura tiene un único transformador 110/23 kV. Una falla de esta unidad deja sin suministro a más de 11.000 clientes.</p> <p>En caso de falla, reponer esta unidad demoraría a lo menos una semana, con el consecuente impacto tanto en clientes industriales como residenciales.</p> <p>Adicionalmente, han solicitado suministro clientes del tipo Data Center, como Level 3, y clientes Industriales, como CCU, que por sus nuevos requerimientos el único transformador de poder en 23 kV alcanzará un 59% de su capacidad para el año 2023. Más antecedentes con respecto a las solicitudes de clientes en la zona se muestran en archivo "Solicitudes de Clientes (Ingeniería MT y Área Grandes Clientes)".</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 2018 y considerando las tasas de crecimiento utilizadas por la CNE en su análisis de seguridad, para obtener la proyección de demanda. A esta proyección fueron adicionadas las solicitudes de clientes indicadas anteriormente.</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>Mayores antecedentes respecto del Análisis de Seguridad realizado, se pueden encontrar en archivo: "Informe SE Quilicura 2019".</p> <p>Por lo tanto se solicitará a esa Comisión incorporar este proyecto para poder dar cumplimiento a los requerimientos de seguridad del servicio.</p>	Se solicita incorporar el proyecto "Ampliación S/E Quilicura", al presente Plan de Expansión.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución en la que solicita incorporar el proyecto "Ampliación S/E Quilicura" al presente Plan de Expansión, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El análisis de seguridad efectuado considera la proyección de demanda con que cuenta esta Comisión para la elaboración del Plan de Expansión.</li> <li>- Dado que se trata de una obra cuya justificación corresponde a otorgar el atributo de seguridad a los clientes que se abastecen desde la S/E Quilicura, no resulta evidente considerar potenciales crecimientos por sobre los esperados de acuerdo a la proyección de demanda utilizada para el análisis de suficiencia. Lo anterior se basa en que en caso de producirse los crecimientos indicados, estos serían considerados, en su debido momento, por el análisis de seguridad correspondiente, mas no correspondería suponer esos desarrollos antes de su materialización.</li> <li>- Por otro lado, al igual que lo indicado en la respuesta a la observación 01-7, no corresponde aplicar un tiempo de indisponibilidad del equipo que resulte superior al estándar normativo (45 horas).</li> </ul> <p>Dado lo anterior, esta Comisión no acoge la solicitud de la empresa.</p>
01-8	9.1. Proyectos No Recomendados 76) Refuerzo Tramo Chena - Tap Santa Marta 110 kV.	<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 (5 fallas comprendidas entre los años 2016-2019 de duración promedio 3 horas), crecimiento vegetativo de la demanda y puesta en servicio de la S/E Padre Hurtado, surge la necesidad de aumentar la capacidad de ambos circuitos.</p> <p>En el informe se indica que no se cuenta con historial de falla durante periodo de estudio (5 años), pero estadísticas Enel indican que si se tienen registros, por tanto la valorización de la ENS por costo de falla es distinto de 0.</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 2018 y considerando las tasas de crecimiento estimadas según crecimiento de demanda anillo de sub-transmisión, para obtener la proyección de demanda hasta el año 2039.</p> <p>Se puede observar del 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>Mayores antecedentes en el documento "Refuerzo Línea Chena-Tap Santa Marta.docx"</p>	Se solicita incorporar el proyecto "Refuerzo Tramo Chena - Tap Santa Marta 110 kV", al presente Plan de Expansión.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución en la que solicita incorporar el proyecto "Refuerzo Tramo Chena - Tap Santa Marta 110 kV" al presente Plan de Expansión, se señala lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La estadística de falla considerada por esta Comisión no cuenta con los registros indicados por la empresa, situación que se abordará con motivo de las evaluaciones por seguridad que se realicen durante el Plan de Expansión 2020, ya que estas diferencias no debieran producirse.</li> <li>- Sumado a lo anterior, esta Comisión procurará poner a disposición de las empresas participantes y promotores de obras de expansión del próximo proceso, la base de datos con las estadísticas de falla a considerar en dicho proceso. Con lo anterior se pretende que dicha estadística pueda ser validada por los participantes, de modo de evitar este tipo de controversias.</li> </ul> <p>Dado lo anterior, y especialmente en atención a que esta Comisión no cuenta con datos que permitan contrastar los antecedentes de falla expuestos por la empresa, se decide postergar el análisis de la obra para el próximo proceso de expansión.</p>

## 02 ANGLO AMERICAN

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
02-1	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.1.10 Nuevo Equipo De Compensación Estático De Reactivos S/E Maipo</p>	<p>El primer párrafo indica que el proyecto <i>“tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial energético de la zona sur del país, al incrementar la capacidad de transferencia en alrededor de 400 MVA los circuitos de 500 kV entre las subestaciones Ancoa y Alto Jahuel”</i></p> <p>Sin embargo, el informe no contiene el desarrollo de un estudio eléctrico que respalde el aumento señalado en la capacidad de transferencia.</p>	<p><i>Subtítulo 7.1.10 de Título 7.1.</i></p> <p>Se solicita indicar en el informe -y dejar a disposición para su descarga- el estudio eléctrico que respalda el aumento en la capacidad de transferencia en 400 MVA, indicando al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Despacho de generación;</li> <li>• Nivel de demanda (cantidad y bloque del día);</li> <li>• Topología de transmisión;</li> <li>• Recursos de reactivos despachados; y</li> <li>• Supuestos.</li> </ul>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American en la que solicita dejar disponible los estudios eléctricos realizados con motivo de la incorporación del Equipo CER promovido en el presente plan de expansión, se indica que se dejará a disposición la BD PowerFactory que respaldan el aumento de capacidad de transferencia debido al CER propuesto. A partir de esos escenarios es posible establecer el despacho de generación, el nivel de demanda, la topología de transmisión, recursos de potencia reactiva despachada, etc.</p>
02-2	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.1.10 Nuevo Equipo De Compensación Estático De Reactivos S/E Maipo</p>	<p>Del contenido de las bases OSE se puede inferir que se ha considerado que el equipo CER permite aumentar las transferencias desde Ancoa a Alto Jahuel desde 2.500 a 2.900 MW.</p> <p>Al respecto, hacemos presente que el <i>“Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión”</i> del Coordinador, de diciembre de 2019, establece que actualmente sin el nuevo equipo de compensación estático de reactivos S/E Maipo la limitación de transmisión de Ancoa hacia Alto Jahuel es de 2.765 MW. Dado lo anterior, creemos necesario reevaluar económicamente el proyecto.</p>	<p><i>Subtítulo 7.1.10 de Título 7.1</i></p> <p>Se solicita realizar nuevamente la evaluación económica considerando en el caso base de la modelación OSE que la capacidad de transferencia de Ancoa hacia Alto Jahuel es de al menos 2.765 MW.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American en la que solicita actualizar el límite de transmisión del tramo Ancoa - Alto Jahuel 500 kV, se acoge la observación de la empresa modificando el valor del límite de transmisión señalado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																														
02-3	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.1.10 Nuevo Equipo De Compensación Estático De Reactivos S/E Maipo</p>	<p>Del contenido de las bases OSE se puede inferir que en el caso base se ha considerado un límite de 2.900 MW para las transferencias desde Ancoa a Alto Jahuel, el que se reduce a 2.500 MW en septiembre 2023.</p> <p>Si bien entendemos que cuando se comparan dos corridas de “operación” no se produce diferencia de costo de operación en aquellos bloques donde las bases son iguales, el límite sí influye en el cálculo de la función de costo futuro (corrida de “optimización”), y por tanto influye en la diferencia de costo de operación entre las dos corridas de “operación” correspondientes a los casos “con” y “sin” proyecto.</p>	<p><i>Subtítulo 7.1.10 de Título 7.1</i></p> <p>Se solicita realizar nuevamente la evaluación económica del proyecto considerando un límite de 2.500 MW (*) en la corrida de “optimización”.</p> <p>(*) o el que corresponda en el caso sin proyecto según fundamente la CNE en base a los estudios eléctricos pertinentes.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Anglo American, asociada a la estrategia utilizada por esta Comisión para efectos de realizar las simulaciones de la operación óptima del sistema, es posible indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La ejecución del modelo de coordinación hidrotérmica en el modo optimización (que involucra una actualización del cálculo del valor estratégico del agua embalsada) conlleva tiempos de simulación mucho mayores en relación a los correspondientes en modo de simulación, lo que volvería impracticable el ejercicio de planificación aquí realizado, debido a la gran cantidad de veces que se debe ejecutar dicha simulación.</li> <li>- Por otra parte, al optimizar nuevamente el valor del agua en una condición que considera el proyecto en cuestión, se tendría una situación que implicaría necesariamente mayores beneficios que los estimados bajo la estrategia actual, puesto que se tendría un problema de optimización con restricciones más relajadas y adaptado a esta nueva condición.</li> </ul> <p>Debido a lo expuesto anteriormente, se desestima la observación presentada por Anglo American.</p>																														
02-4	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos De Expansión Nacional Por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.1.9 Nueva S/E Seccionadora La Invernada</p>	<p>La tabla 42 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto S/E La Invernada, el que ha sido evaluado conjuntamente con la obra zonal “Nueva S/E Seccionadora Epuleufu”, donde se muestra que en tres escenarios el proyecto otorga beneficios (Esc2, Esc3 y Esc5).</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Valor Presente en millones de US\$</th> <th>Esc 1</th> <th>Esc 2</th> <th>Esc 3</th> <th>Esc 4</th> <th>Esc 5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo Operacional Sin Proyecto</td> <td>20.036</td> <td>29.603</td> <td>28.439</td> <td>22.688</td> <td>28.062</td> </tr> <tr> <td>Costo Operacional Con Proyecto</td> <td>20.023</td> <td>29.528</td> <td>28.389</td> <td>22.671</td> <td>27.990</td> </tr> <tr> <td>Costo Operacional Con Proyecto + AVI</td> <td>20.042</td> <td>29.547</td> <td>28.409</td> <td>22.690</td> <td>28.010</td> </tr> <tr> <td>Beneficios (Base – Proyecto)</td> <td>7</td> <td>-56</td> <td>-31</td> <td>3</td> <td>-52</td> </tr> </tbody> </table> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación (elaboración propia) contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p>	Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Costo Operacional Sin Proyecto	20.036	29.603	28.439	22.688	28.062	Costo Operacional Con Proyecto	20.023	29.528	28.389	22.671	27.990	Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.042	29.547	28.409	22.690	28.010	Beneficios (Base – Proyecto)	7	-56	-31	3	-52	<p><i>Subtítulo 7.1.9 de Título 7.1</i></p> <p>Se solicita eliminar el proyecto S/E La Invernada, el que se evalúa conjuntamente con la obra zonal “Nueva S/E Seccionadora Epuleufu” 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><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American, asociada a los eventuales beneficios que conllevaría la postergación de las obras "Nueva S/E La Invernada" y “Nueva S/E Seccionadora Epuleufu”, es posible señalar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La primera y principal motivación para la promoción de esta obra corresponde a entregar una solución de largo plazo para la suficiencia y seguridad para el abastecimiento de la demanda de la zona comprendida entre las comunas de Angol y Negrete.</li> <li>- La solución estándar al problema de suficiencia corresponde a un cambio de conductor de la línea 1x66 kV Los Ángeles - Angol, la cual abarca alrededor de 50 km, lo que redundaría en una obra de difícil ejecución y poca eficiencia, ya que no entrega más atributos al sistema, más allá de la suficiencia.</li> <li>- Por otra parte, la empresa Saesa presentó una propuesta de similares características a la solución incluida por esta Comisión en el presente plan de expansión.</li> <li>- Dado lo anterior, ya que ambos proyectos entregan solución a los problemas de suficiencia a la zona de Angol-Negrete y permiten evacuar similares cantidades de generación adicional y existente, se utilizó el criterio de eficiencia operacional (reducción de costos netos) para dirimir cuál de las dos obras se incluiría en el plan, resultando la</li> </ul>
Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5																													
Costo Operacional Sin Proyecto	20.036	29.603	28.439	22.688	28.062																													
Costo Operacional Con Proyecto	20.023	29.528	28.389	22.671	27.990																													
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.042	29.547	28.409	22.690	28.010																													
Beneficios (Base – Proyecto)	7	-56	-31	3	-52																													

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																																																																																																
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Esc 1</th> <th>Esc 2</th> <th>Esc 3</th> <th>Esc 4</th> <th>Esc 5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2019</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2020</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2021</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2022</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2023</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2024</td><td>0,5</td><td>0,7</td><td>0,3</td><td>0,2</td><td>0,5</td></tr> <tr><td>2025</td><td>0,4</td><td>0,7</td><td>0,5</td><td>-0,1</td><td>0,5</td></tr> <tr><td>2026</td><td>0,4</td><td>0,8</td><td>0,4</td><td>-0,3</td><td>1,0</td></tr> <tr><td>2027</td><td>0,3</td><td>0,7</td><td>0,5</td><td>-0,2</td><td>1,0</td></tr> <tr><td>2028</td><td>0,7</td><td>0,7</td><td>0,3</td><td>0,3</td><td>1,1</td></tr> <tr><td>2029</td><td>0,6</td><td>0,7</td><td>0,5</td><td>0,6</td><td>1,0</td></tr> <tr><td>2030</td><td>0,9</td><td>0,3</td><td>0,5</td><td>0,4</td><td>0,5</td></tr> <tr><td>2031</td><td>0,6</td><td>0,1</td><td>0,2</td><td>0,3</td><td>0,9</td></tr> <tr><td>2032</td><td>0,3</td><td>-0,2</td><td>-0,7</td><td>-0,3</td><td>0,5</td></tr> <tr><td>2033</td><td>0,4</td><td>-0,6</td><td>-0,8</td><td>-0,4</td><td>-0,4</td></tr> <tr><td>2034</td><td>0,3</td><td>-1,0</td><td>-1,0</td><td>0,0</td><td>-0,9</td></tr> <tr><td>2035</td><td>0,3</td><td>-1,5</td><td>-1,0</td><td>0,0</td><td>-1,0</td></tr> <tr><td>2036</td><td>0,2</td><td>-2,4</td><td>-1,2</td><td>-0,1</td><td>-2,1</td></tr> <tr><td>2037</td><td>-0,1</td><td>-3,3</td><td>-1,4</td><td>0,1</td><td>-2,6</td></tr> <tr><td>2038</td><td>0,0</td><td>-3,3</td><td>-2,1</td><td>0,1</td><td>-3,5</td></tr> <tr><td>2039</td><td>0,2</td><td>-2,3</td><td>-1,1</td><td>0,1</td><td>-2,7</td></tr> <tr><td>Perpetuidad</td><td>0,5</td><td>-45,9</td><td>-24,4</td><td>1,7</td><td>-46,1</td></tr> <tr><td><b>Beneficios (Base-Proyecto)</b></td><td><b>6,5</b></td><td><b>-55,6</b></td><td><b>-30,6</b></td><td><b>2,6</b></td><td><b>-52,4</b></td></tr> </tbody> </table>	Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2023	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2024	0,5	0,7	0,3	0,2	0,5	2025	0,4	0,7	0,5	-0,1	0,5	2026	0,4	0,8	0,4	-0,3	1,0	2027	0,3	0,7	0,5	-0,2	1,0	2028	0,7	0,7	0,3	0,3	1,1	2029	0,6	0,7	0,5	0,6	1,0	2030	0,9	0,3	0,5	0,4	0,5	2031	0,6	0,1	0,2	0,3	0,9	2032	0,3	-0,2	-0,7	-0,3	0,5	2033	0,4	-0,6	-0,8	-0,4	-0,4	2034	0,3	-1,0	-1,0	0,0	-0,9	2035	0,3	-1,5	-1,0	0,0	-1,0	2036	0,2	-2,4	-1,2	-0,1	-2,1	2037	-0,1	-3,3	-1,4	0,1	-2,6	2038	0,0	-3,3	-2,1	0,1	-3,5	2039	0,2	-2,3	-1,1	0,1	-2,7	Perpetuidad	0,5	-45,9	-24,4	1,7	-46,1	<b>Beneficios (Base-Proyecto)</b>	<b>6,5</b>	<b>-55,6</b>	<b>-30,6</b>	<b>2,6</b>	<b>-52,4</b>		<p>propuesta de esta Comisión como la más eficiente.</p> <p>Debido a lo expuesto anteriormente se desestima la observación presentada por Anglo American.</p>
Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5																																																																																																																																															
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																															
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																															
2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																															
2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																															
2023	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																															
2024	0,5	0,7	0,3	0,2	0,5																																																																																																																																															
2025	0,4	0,7	0,5	-0,1	0,5																																																																																																																																															
2026	0,4	0,8	0,4	-0,3	1,0																																																																																																																																															
2027	0,3	0,7	0,5	-0,2	1,0																																																																																																																																															
2028	0,7	0,7	0,3	0,3	1,1																																																																																																																																															
2029	0,6	0,7	0,5	0,6	1,0																																																																																																																																															
2030	0,9	0,3	0,5	0,4	0,5																																																																																																																																															
2031	0,6	0,1	0,2	0,3	0,9																																																																																																																																															
2032	0,3	-0,2	-0,7	-0,3	0,5																																																																																																																																															
2033	0,4	-0,6	-0,8	-0,4	-0,4																																																																																																																																															
2034	0,3	-1,0	-1,0	0,0	-0,9																																																																																																																																															
2035	0,3	-1,5	-1,0	0,0	-1,0																																																																																																																																															
2036	0,2	-2,4	-1,2	-0,1	-2,1																																																																																																																																															
2037	-0,1	-3,3	-1,4	0,1	-2,6																																																																																																																																															
2038	0,0	-3,3	-2,1	0,1	-3,5																																																																																																																																															
2039	0,2	-2,3	-1,1	0,1	-2,7																																																																																																																																															
Perpetuidad	0,5	-45,9	-24,4	1,7	-46,1																																																																																																																																															
<b>Beneficios (Base-Proyecto)</b>	<b>6,5</b>	<b>-55,6</b>	<b>-30,6</b>	<b>2,6</b>	<b>-52,4</b>																																																																																																																																															
		<p>Se puede observar que no hay beneficios en los escenarios del primer año, 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>Así, 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>																																																																																																																																																		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																																																																																																																														
02-5	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.1.8 Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 Kv Charrúa – Temuco y Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco</p>	<p>La tabla 41 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 Kv Charrúa – Temuco y Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco”, donde se muestra que en cuatro escenarios el proyecto entrega beneficios (Esc1, Esc2, Esc3 y Esc5). Entendemos que ante esta situación mixta, con más de 50% de escenarios que entregan beneficios, en el Plan se promueve el proyecto.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Valor Presente en millones de US\$</th> <th>Esc 1</th> <th>Esc 2</th> <th>Esc 3</th> <th>Esc 4</th> <th>Esc 5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo Operacional Sin Proyecto</td> <td>14.971</td> <td>16.781</td> <td>21.559</td> <td>17.539</td> <td>15.616</td> </tr> <tr> <td>Costo Operacional Con Proyecto</td> <td>14.925</td> <td>16.702</td> <td>21.411</td> <td>17.516</td> <td>15.468</td> </tr> <tr> <td>Costo Operacional Con Proyecto + AVI</td> <td>14.949</td> <td>16.725</td> <td>21.435</td> <td>17.540</td> <td>15.492</td> </tr> <tr> <td>Beneficios (Base – Proyecto)</td> <td>-22</td> <td>-56</td> <td>-124</td> <td>1</td> <td>-125</td> </tr> </tbody> </table> <p>Sin embargo, en el cuadro a continuación (de elaboración propia) contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Esc 1</th> <th>Esc 2</th> <th>Esc 3</th> <th>Esc 4</th> <th>Esc 5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2019</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2020</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2021</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2022</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2023</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2024</td><td>0,2</td><td>-1,3</td><td>0,3</td><td>0,7</td><td>-1,9</td></tr> <tr><td>2025</td><td>0,5</td><td>-0,6</td><td>0,4</td><td>0,6</td><td>-1,9</td></tr> <tr><td>2026</td><td>0,4</td><td>-1,2</td><td>0,2</td><td>0,5</td><td>-0,3</td></tr> <tr><td>2027</td><td>-0,2</td><td>-1,0</td><td>-0,7</td><td>0,6</td><td>-0,8</td></tr> <tr><td>2028</td><td>-0,3</td><td>-1,2</td><td>-1,3</td><td>0,4</td><td>-1,2</td></tr> <tr><td>2029</td><td>-0,7</td><td>-2,1</td><td>-2,5</td><td>0,3</td><td>-1,7</td></tr> <tr><td>2030</td><td>0,1</td><td>0,1</td><td>-1,2</td><td>0,7</td><td>-0,6</td></tr> <tr><td>2031</td><td>0,0</td><td>0,1</td><td>-1,7</td><td>0,8</td><td>-0,7</td></tr> <tr><td>2032</td><td>0,0</td><td>-0,9</td><td>-2,3</td><td>0,8</td><td>-1,2</td></tr> <tr><td>2033</td><td>-0,6</td><td>-3,9</td><td>-3,6</td><td>0,7</td><td>-4,3</td></tr> <tr><td>2034</td><td>-0,7</td><td>-2,4</td><td>-4,5</td><td>0,6</td><td>-6,8</td></tr> <tr><td>2035</td><td>-0,8</td><td>-0,9</td><td>-7,0</td><td>0,3</td><td>-3,2</td></tr> <tr><td>2036</td><td>-1,0</td><td>-1,5</td><td>-7,4</td><td>0,0</td><td>-3,4</td></tr> <tr><td>2037</td><td>-1,4</td><td>-2,5</td><td>-6,8</td><td>-0,3</td><td>-5,3</td></tr> <tr><td>2038</td><td>-1,7</td><td>-3,6</td><td>-7,7</td><td>-1,1</td><td>-9,1</td></tr> <tr><td>2039</td><td>0,0</td><td>-0,3</td><td>-0,7</td><td>0,4</td><td>-1,3</td></tr> <tr><td>Perpetuidad</td><td>-15,8</td><td>-32,8</td><td>-77,8</td><td>-4,8</td><td>-81,1</td></tr> <tr><td><b>Beneficios (Base-Proyecto)</b></td><td><b>-22,0</b></td><td><b>-56,0</b></td><td><b>-124,4</b></td><td><b>1,2</b></td><td><b>-124,8</b></td></tr> </tbody> </table> <p>Se puede observar que de los cuatro escenarios con beneficio total, hay dos escenarios donde el aporte del primer año no es un beneficio (Esc1 y Esc3), por lo que en esos casos es más conveniente postergar el proyecto. De esta manera, hay sólo dos escenarios que presentan beneficios netos positivos (Esc2 y Esc5).</p> <p>Así, siendo que este proyecto sólo suma 2 escenarios (Esc2 y Esc5) con beneficio neto positivo, este no debe incluirse en el presente Plan de Expansión.</p>	Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Costo Operacional Sin Proyecto	14.971	16.781	21.559	17.539	15.616	Costo Operacional Con Proyecto	14.925	16.702	21.411	17.516	15.468	Costo Operacional Con Proyecto + AVI	14.949	16.725	21.435	17.540	15.492	Beneficios (Base – Proyecto)	-22	-56	-124	1	-125	Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2023	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2024	0,2	-1,3	0,3	0,7	-1,9	2025	0,5	-0,6	0,4	0,6	-1,9	2026	0,4	-1,2	0,2	0,5	-0,3	2027	-0,2	-1,0	-0,7	0,6	-0,8	2028	-0,3	-1,2	-1,3	0,4	-1,2	2029	-0,7	-2,1	-2,5	0,3	-1,7	2030	0,1	0,1	-1,2	0,7	-0,6	2031	0,0	0,1	-1,7	0,8	-0,7	2032	0,0	-0,9	-2,3	0,8	-1,2	2033	-0,6	-3,9	-3,6	0,7	-4,3	2034	-0,7	-2,4	-4,5	0,6	-6,8	2035	-0,8	-0,9	-7,0	0,3	-3,2	2036	-1,0	-1,5	-7,4	0,0	-3,4	2037	-1,4	-2,5	-6,8	-0,3	-5,3	2038	-1,7	-3,6	-7,7	-1,1	-9,1	2039	0,0	-0,3	-0,7	0,4	-1,3	Perpetuidad	-15,8	-32,8	-77,8	-4,8	-81,1	<b>Beneficios (Base-Proyecto)</b>	<b>-22,0</b>	<b>-56,0</b>	<b>-124,4</b>	<b>1,2</b>	<b>-124,8</b>	<p>Subtítulo 7.1.8 de Título 7.1.</p> <p>Se solicita eliminar el proyecto “Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 Kv Charrúa – Temuco y Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco del presente Plan de Expansión”, por existir sólo dos escenarios con beneficio neto positivo (menor que 50%).</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American, en la que se solicita el retiro del presente plan de expansión de la obra “Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 Kv Charrúa – Temuco y Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco”, indicando que resultaría más beneficioso postergar su ejecución, es preciso indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La obra presenta beneficios netos en 4 de 5 escenarios, por lo que la obra cumple con el criterio de eficiencia económica para formar parte del presente plan de expansión.</li> <li>- Efectivamente se constata que en 2 de 5 escenarios la obra no produce beneficios netos durante los primeros años de su operación, mientras que en uno de ellos se encuentra en la indiferencia (beneficios netos cercanos a cero), por lo que es razonable plantear la posibilidad de postergar su ejecución.</li> <li>- No obstante el último punto, esta Comisión ha optado por incorporar en el presente plan de expansión la obra citada, teniendo a la vista los siguientes hechos: <ol style="list-style-type: none"> <li>1) La zona de emplazamiento de obra corresponde a una zona de gran potencial para el desarrollo de proyectos de generación, principalmente eólicos e hidroeléctricos, situación que se constató de forma fehaciente con motivo de las licitaciones de suministro a clientes regulados 2015/01, en donde resultaron adjudicados diversos bloques de energía respaldados por proyectos en esta zona.</li> <li>2) A la fecha, se han declarado en construcción y puesto en servicio alrededor de 500 MW de proyectos de generación en la zona, además de las existentes al inicio de este proceso de planificación.</li> <li>3) El Coordinador, a través de su Departamento de Acceso Abierto, ha recibido alrededor de 1.000 MW de solicitudes para uso de capacidad adicional en líneas pertenecientes al segmento dedicado, así como ha aprobado soluciones de conexión en SS/EE de servicio público. Esta situación es coherente, además, con los resultados de los escenarios energéticos de la PELP.</li> <li>4) El Departamento de Regulación Económica de esta Comisión, encargado del proceso de licitaciones de suministro a clientes regulados, entregó una actualización de la lista de proyectos comprometidos, en donde se constató el reemplazo de proyectos en la zona (alrededor de 600 MW) por otros que presentan menores riesgos de congestiones, de acuerdo a lo indicado por los desarrolladores.</li> </ol> </li> </ul> <p>Así, esta Comisión ha decidido mantener la obra “Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 Kv Charrúa – Temuco y Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco” en el</p>
Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5																																																																																																																																																																													
Costo Operacional Sin Proyecto	14.971	16.781	21.559	17.539	15.616																																																																																																																																																																													
Costo Operacional Con Proyecto	14.925	16.702	21.411	17.516	15.468																																																																																																																																																																													
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	14.949	16.725	21.435	17.540	15.492																																																																																																																																																																													
Beneficios (Base – Proyecto)	-22	-56	-124	1	-125																																																																																																																																																																													
Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5																																																																																																																																																																													
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																																																													
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																																																													
2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																																																													
2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																																																													
2023	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																																																													
2024	0,2	-1,3	0,3	0,7	-1,9																																																																																																																																																																													
2025	0,5	-0,6	0,4	0,6	-1,9																																																																																																																																																																													
2026	0,4	-1,2	0,2	0,5	-0,3																																																																																																																																																																													
2027	-0,2	-1,0	-0,7	0,6	-0,8																																																																																																																																																																													
2028	-0,3	-1,2	-1,3	0,4	-1,2																																																																																																																																																																													
2029	-0,7	-2,1	-2,5	0,3	-1,7																																																																																																																																																																													
2030	0,1	0,1	-1,2	0,7	-0,6																																																																																																																																																																													
2031	0,0	0,1	-1,7	0,8	-0,7																																																																																																																																																																													
2032	0,0	-0,9	-2,3	0,8	-1,2																																																																																																																																																																													
2033	-0,6	-3,9	-3,6	0,7	-4,3																																																																																																																																																																													
2034	-0,7	-2,4	-4,5	0,6	-6,8																																																																																																																																																																													
2035	-0,8	-0,9	-7,0	0,3	-3,2																																																																																																																																																																													
2036	-1,0	-1,5	-7,4	0,0	-3,4																																																																																																																																																																													
2037	-1,4	-2,5	-6,8	-0,3	-5,3																																																																																																																																																																													
2038	-1,7	-3,6	-7,7	-1,1	-9,1																																																																																																																																																																													
2039	0,0	-0,3	-0,7	0,4	-1,3																																																																																																																																																																													
Perpetuidad	-15,8	-32,8	-77,8	-4,8	-81,1																																																																																																																																																																													
<b>Beneficios (Base-Proyecto)</b>	<b>-22,0</b>	<b>-56,0</b>	<b>-124,4</b>	<b>1,2</b>	<b>-124,8</b>																																																																																																																																																																													

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																														
				<p>presente Plan de Expansión, aun cuando, de acuerdo a lo expuesto por Anglo American en su observación, pareciera resultar beneficiosa su postergación. Lo anterior se basa en lo indicado en la letra b) del artículo 87° de la LGSE, relativo a la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, toda vez que resultan consistentes con lo indicado en la letra c) del mismo artículo, relativo a cumplir con las condiciones de eficiencia económica de la obra en cuestión.</p> <p>Debido a lo expuesto anteriormente se desestima la observación presentada por Anglo American.</p>																														
02-6	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.1.7 Tendido del Segundo Circuito de la Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y Seccionamiento en S/E Hualqui</p>	<p>La tabla 40 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y seccionamiento en S/E Hualqui”, donde se muestra que el proyecto entrega beneficios en todos los escenarios.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Valor Presente en millones de US\$</th> <th>Esc 1</th> <th>Esc 2</th> <th>Esc 3</th> <th>Esc 4</th> <th>Esc 5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo Operacional Sin Proyecto</td> <td>15.430</td> <td>18.096</td> <td>22.145</td> <td>17.932</td> <td>17.013</td> </tr> <tr> <td>Costo Operacional Con Proyecto</td> <td>15.288</td> <td>17.514</td> <td>21.875</td> <td>17.873</td> <td>16.347</td> </tr> <tr> <td>Costo Operacional Con Proyecto + AVI</td> <td>15.307</td> <td>17.532</td> <td>21.893</td> <td>17.892</td> <td>16.365</td> </tr> <tr> <td>Beneficios (Base – Proyecto)</td> <td>-123</td> <td>-564</td> <td>-251</td> <td>-41</td> <td>-648</td> </tr> </tbody> </table> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación (elaboración propia) contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p>	Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Costo Operacional Sin Proyecto	15.430	18.096	22.145	17.932	17.013	Costo Operacional Con Proyecto	15.288	17.514	21.875	17.873	16.347	Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.307	17.532	21.893	17.892	16.365	Beneficios (Base – Proyecto)	-123	-564	-251	-41	-648	<p>Subtítulo 7.1.7 de Título 7.1.</p> <p>Se solicita eliminar el proyecto “Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y 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 por tanto, no presentar beneficios netos positivos en ningún escenario en dichos años.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación con la observación presentada por la empresa Anglo American, en la que se solicita el retiro de la obra “Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y seccionamiento en S/E Hualqui” del presente plan de expansión, se puede indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Al desglosar anualmente los beneficios que la obra en cuestión le entrega al sistema, es posible identificar que durante sus primeros años de operación esta no presentaría beneficios netos por concepto de reducción de costos de operación, tales que permitan compensar el valor de su anualidad de inversión, de modo que es posible inferir que su postergación redundaría en mayores beneficios netos.</li> <li>- Sin embargo, esta Comisión ha determinado que no corresponde la eliminación de esta obra del plan de expansión, en cuanto a coartar su futuro desarrollo, o el de una obra equivalente, puesto que su ejecución resulta fundamental para el abastecimiento de la demanda de la zona de Concepción una vez que se retiren las centrales en base a carbón ubicadas en la zona.</li> </ul> <p>Dado lo anterior, se resuelve postergar la inclusión de la obra “Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y seccionamiento en S/E Hualqui” para planes de expansión posteriores, pero se mantendrá como parte de las obras de expansión indicativas, necesarias para la correcta simulación de la operación del sistema, considerando una puesta en servicio posterior a la indicada en el ITP.</p>
Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5																													
Costo Operacional Sin Proyecto	15.430	18.096	22.145	17.932	17.013																													
Costo Operacional Con Proyecto	15.288	17.514	21.875	17.873	16.347																													
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.307	17.532	21.893	17.892	16.365																													
Beneficios (Base – Proyecto)	-123	-564	-251	-41	-648																													

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																																																																																																
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Esc 1</th> <th>Esc 2</th> <th>Esc 3</th> <th>Esc 4</th> <th>Esc 5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2019</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2020</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2021</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2022</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2023</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2024</td><td>0,8</td><td>0,5</td><td>0,9</td><td>0,8</td><td>0,7</td></tr> <tr><td>2025</td><td>1,0</td><td>0,7</td><td>1,0</td><td>1,1</td><td>1,0</td></tr> <tr><td>2026</td><td>0,9</td><td>0,6</td><td>0,9</td><td>1,0</td><td>0,6</td></tr> <tr><td>2027</td><td>0,9</td><td>0,3</td><td>0,9</td><td>1,0</td><td>0,5</td></tr> <tr><td>2028</td><td>0,6</td><td>0,3</td><td>0,9</td><td>0,8</td><td>0,6</td></tr> <tr><td>2029</td><td>0,5</td><td>0,3</td><td>0,7</td><td>0,9</td><td>0,4</td></tr> <tr><td>2030</td><td>1,0</td><td>-0,5</td><td>0,0</td><td>0,7</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2031</td><td>-0,4</td><td>-0,7</td><td>-1,3</td><td>0,5</td><td>-0,5</td></tr> <tr><td>2032</td><td>-0,3</td><td>-0,5</td><td>-2,3</td><td>0,6</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2033</td><td>-0,5</td><td>-1,1</td><td>-3,1</td><td>0,1</td><td>-19,1</td></tr> <tr><td>2034</td><td>-1,8</td><td>-0,7</td><td>-4,5</td><td>-0,3</td><td>-32,3</td></tr> <tr><td>2035</td><td>-3,0</td><td>-12,4</td><td>-7,0</td><td>-0,9</td><td>-14,8</td></tr> <tr><td>2036</td><td>-4,9</td><td>-20,2</td><td>-9,2</td><td>-1,3</td><td>-21,5</td></tr> <tr><td>2037</td><td>-6,3</td><td>-31,9</td><td>-15,5</td><td>-2,5</td><td>-32,9</td></tr> <tr><td>2038</td><td>-10,2</td><td>-44,5</td><td>-18,2</td><td>-4,2</td><td>-47,2</td></tr> <tr><td>2039</td><td>-2,6</td><td>-9,6</td><td>-3,6</td><td>-0,7</td><td>-11,2</td></tr> <tr><td>Perpetuidad</td><td>-99,2</td><td>-444,5</td><td>-192,0</td><td>-38,2</td><td>-472,5</td></tr> <tr><td><b>Beneficios (Base-Proyecto)</b></td><td><b>-123,4</b></td><td><b>-564,0</b></td><td><b>-251,5</b></td><td><b>-40,7</b></td><td><b>-648,2</b></td></tr> </tbody> </table>	Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2023	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2024	0,8	0,5	0,9	0,8	0,7	2025	1,0	0,7	1,0	1,1	1,0	2026	0,9	0,6	0,9	1,0	0,6	2027	0,9	0,3	0,9	1,0	0,5	2028	0,6	0,3	0,9	0,8	0,6	2029	0,5	0,3	0,7	0,9	0,4	2030	1,0	-0,5	0,0	0,7	0,0	2031	-0,4	-0,7	-1,3	0,5	-0,5	2032	-0,3	-0,5	-2,3	0,6	0,0	2033	-0,5	-1,1	-3,1	0,1	-19,1	2034	-1,8	-0,7	-4,5	-0,3	-32,3	2035	-3,0	-12,4	-7,0	-0,9	-14,8	2036	-4,9	-20,2	-9,2	-1,3	-21,5	2037	-6,3	-31,9	-15,5	-2,5	-32,9	2038	-10,2	-44,5	-18,2	-4,2	-47,2	2039	-2,6	-9,6	-3,6	-0,7	-11,2	Perpetuidad	-99,2	-444,5	-192,0	-38,2	-472,5	<b>Beneficios (Base-Proyecto)</b>	<b>-123,4</b>	<b>-564,0</b>	<b>-251,5</b>	<b>-40,7</b>	<b>-648,2</b>		
Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5																																																																																																																																															
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																															
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																															
2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																															
2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																															
2023	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																															
2024	0,8	0,5	0,9	0,8	0,7																																																																																																																																															
2025	1,0	0,7	1,0	1,1	1,0																																																																																																																																															
2026	0,9	0,6	0,9	1,0	0,6																																																																																																																																															
2027	0,9	0,3	0,9	1,0	0,5																																																																																																																																															
2028	0,6	0,3	0,9	0,8	0,6																																																																																																																																															
2029	0,5	0,3	0,7	0,9	0,4																																																																																																																																															
2030	1,0	-0,5	0,0	0,7	0,0																																																																																																																																															
2031	-0,4	-0,7	-1,3	0,5	-0,5																																																																																																																																															
2032	-0,3	-0,5	-2,3	0,6	0,0																																																																																																																																															
2033	-0,5	-1,1	-3,1	0,1	-19,1																																																																																																																																															
2034	-1,8	-0,7	-4,5	-0,3	-32,3																																																																																																																																															
2035	-3,0	-12,4	-7,0	-0,9	-14,8																																																																																																																																															
2036	-4,9	-20,2	-9,2	-1,3	-21,5																																																																																																																																															
2037	-6,3	-31,9	-15,5	-2,5	-32,9																																																																																																																																															
2038	-10,2	-44,5	-18,2	-4,2	-47,2																																																																																																																																															
2039	-2,6	-9,6	-3,6	-0,7	-11,2																																																																																																																																															
Perpetuidad	-99,2	-444,5	-192,0	-38,2	-472,5																																																																																																																																															
<b>Beneficios (Base-Proyecto)</b>	<b>-123,4</b>	<b>-564,0</b>	<b>-251,5</b>	<b>-40,7</b>	<b>-648,2</b>																																																																																																																																															
		<p>Se puede observar que en todos los escenarios, no hay beneficios el primer año, por lo que en todos los escenarios 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>De esta forma, 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>																																																																																																																																																		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																																																																																																																														
02-7	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo 7.1.4 Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada</p>	<p>La tabla 38 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “Ampliación en S/E Don Héctor y seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada”, donde se muestra que el proyecto entrega beneficios en todos los escenarios.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Valor Presente en millones de US\$</th> <th>Esc 1</th> <th>Esc 2</th> <th>Esc 3</th> <th>Esc 4</th> <th>Esc 5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo Operacional Sin Proyecto</td> <td>15.430</td> <td>18.096</td> <td>22.145</td> <td>17.932</td> <td>17.013</td> </tr> <tr> <td>Costo Operacional Con Proyecto</td> <td>15.265</td> <td>18.076</td> <td>22.095</td> <td>17.783</td> <td>16.983</td> </tr> <tr> <td>Costo Operacional Con Proyecto + AVI</td> <td>15.279</td> <td>18.090</td> <td>22.109</td> <td>17.798</td> <td>16.998</td> </tr> <tr> <td>Beneficios (Base – Proyecto)</td> <td>-150</td> <td>-6</td> <td>-36</td> <td>-135</td> <td>-16</td> </tr> </tbody> </table> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación (elaboración propia) contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Esc 1</th> <th>Esc 2</th> <th>Esc 3</th> <th>Esc 4</th> <th>Esc 5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2019</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2020</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2021</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2022</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>2023</td><td>0,3</td><td>0,2</td><td>0,2</td><td>0,2</td><td>0,2</td></tr> <tr><td>2024</td><td>0,6</td><td>0,3</td><td>0,6</td><td>-0,1</td><td>-0,2</td></tr> <tr><td>2025</td><td>-1,2</td><td>0,1</td><td>-1,8</td><td>-0,7</td><td>-0,9</td></tr> <tr><td>2026</td><td>-1,2</td><td>0,2</td><td>-1,6</td><td>-1,3</td><td>-0,5</td></tr> <tr><td>2027</td><td>-4,0</td><td>0,0</td><td>-1,8</td><td>-8,3</td><td>-0,3</td></tr> <tr><td>2028</td><td>-2,7</td><td>0,0</td><td>-2,5</td><td>-8,1</td><td>-0,3</td></tr> <tr><td>2029</td><td>-11,6</td><td>0,1</td><td>-1,9</td><td>-7,5</td><td>-0,3</td></tr> <tr><td>2030</td><td>-10,7</td><td>0,0</td><td>-1,9</td><td>-7,6</td><td>-0,1</td></tr> <tr><td>2031</td><td>-8,5</td><td>0,5</td><td>-0,5</td><td>-6,3</td><td>0,4</td></tr> <tr><td>2032</td><td>-8,5</td><td>0,4</td><td>-1,0</td><td>-6,1</td><td>0,2</td></tr> <tr><td>2033</td><td>-6,0</td><td>0,3</td><td>-0,9</td><td>-5,1</td><td>-0,2</td></tr> <tr><td>2034</td><td>-6,1</td><td>0,3</td><td>-1,3</td><td>-4,8</td><td>-0,5</td></tr> <tr><td>2035</td><td>-5,7</td><td>0,0</td><td>-1,2</td><td>-5,5</td><td>-0,4</td></tr> <tr><td>2036</td><td>-6,2</td><td>-0,3</td><td>-1,1</td><td>-5,0</td><td>-0,5</td></tr> <tr><td>2037</td><td>-5,6</td><td>-0,4</td><td>-1,3</td><td>-4,8</td><td>-0,5</td></tr> <tr><td>2038</td><td>-5,8</td><td>-0,7</td><td>-1,5</td><td>-5,4</td><td>-1,0</td></tr> <tr><td>2039</td><td>-1,2</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>-0,7</td><td>-0,1</td></tr> <tr><td>Perpetuidad</td><td>-64,6</td><td>-5,2</td><td>-14,5</td><td>-56,1</td><td>-8,6</td></tr> <tr><td><b>Beneficios (Base-Proyecto)</b></td><td><b>-148,7</b></td><td><b>-4,0</b></td><td><b>-34,1</b></td><td><b>-133,0</b></td><td><b>-13,9</b></td></tr> </tbody> </table> <p>Se puede observar que en todos los escenarios, no hay beneficios el primer año, por lo que en todos los escenarios es más conveniente postergar el proyecto.</p>	Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Costo Operacional Sin Proyecto	15.430	18.096	22.145	17.932	17.013	Costo Operacional Con Proyecto	15.265	18.076	22.095	17.783	16.983	Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.279	18.090	22.109	17.798	16.998	Beneficios (Base – Proyecto)	-150	-6	-36	-135	-16	Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2023	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	2024	0,6	0,3	0,6	-0,1	-0,2	2025	-1,2	0,1	-1,8	-0,7	-0,9	2026	-1,2	0,2	-1,6	-1,3	-0,5	2027	-4,0	0,0	-1,8	-8,3	-0,3	2028	-2,7	0,0	-2,5	-8,1	-0,3	2029	-11,6	0,1	-1,9	-7,5	-0,3	2030	-10,7	0,0	-1,9	-7,6	-0,1	2031	-8,5	0,5	-0,5	-6,3	0,4	2032	-8,5	0,4	-1,0	-6,1	0,2	2033	-6,0	0,3	-0,9	-5,1	-0,2	2034	-6,1	0,3	-1,3	-4,8	-0,5	2035	-5,7	0,0	-1,2	-5,5	-0,4	2036	-6,2	-0,3	-1,1	-5,0	-0,5	2037	-5,6	-0,4	-1,3	-4,8	-0,5	2038	-5,8	-0,7	-1,5	-5,4	-1,0	2039	-1,2	0,0	0,0	-0,7	-0,1	Perpetuidad	-64,6	-5,2	-14,5	-56,1	-8,6	<b>Beneficios (Base-Proyecto)</b>	<b>-148,7</b>	<b>-4,0</b>	<b>-34,1</b>	<b>-133,0</b>	<b>-13,9</b>	<p>Subtítulo 7.1.4 de Título 7.1</p> <p>Se solicita eliminar el proyecto “Ampliación en S/E Don Héctor y seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada” del presente Plan de Expansión por ser más conveniente postergar la decisión al no presentar beneficios los primeros años de operación, y por tanto, no presentar beneficios netos positivos.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación con la observación presentada por la empresa Anglo American, en la que se solicita el retiro de la obra “Ampliación en S/E Don Héctor y seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada” del presente Plan de Expansión, debido a que resultaría más eficiente postergar la decisión al no presentar beneficios netos durante los primeros años de operación, frente a lo cual es posible indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El hecho de que una obra de expansión no genere beneficios durante los primeros años desde su puesta en servicio, no implica directamente que ésta deba postergarse.</li> <li>- Lo anterior se basa en la aplicación de consideraciones de holgura y promoción de la competencia, las que, lógicamente, quedan supeditadas al criterio de eficiencia económica, condición que se cumple en este caso.</li> <li>- Por otra parte, recientemente se ha declarado en construcción el proyecto de generación denominado "Parque Fotovoltaico La Huella", el cual inyectará 84 MW en la S/E Don Héctor, con fecha de puesta en servicio esperada para el mes de octubre de 2020.</li> <li>- Finalmente, al revisar el detalle anual de los beneficios por concepto de reducción de costos de operación, es posible constatar que lo indicado por Anglo American correspondería a una postergación por un periodo inferior a dos años, en el mejor de los casos (y sin considerar la declaración en construcción citada en el punto anterior).</li> </ul> <p>En atención a lo anterior, esta Comisión ha decidido mantener en el presente plan de expansión la obra “Ampliación en S/E Don Héctor y seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada”.</p>
Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5																																																																																																																																																																													
Costo Operacional Sin Proyecto	15.430	18.096	22.145	17.932	17.013																																																																																																																																																																													
Costo Operacional Con Proyecto	15.265	18.076	22.095	17.783	16.983																																																																																																																																																																													
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.279	18.090	22.109	17.798	16.998																																																																																																																																																																													
Beneficios (Base – Proyecto)	-150	-6	-36	-135	-16																																																																																																																																																																													
Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5																																																																																																																																																																													
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																																																													
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																																																													
2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																																																													
2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																																																																																																																																																																													
2023	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2																																																																																																																																																																													
2024	0,6	0,3	0,6	-0,1	-0,2																																																																																																																																																																													
2025	-1,2	0,1	-1,8	-0,7	-0,9																																																																																																																																																																													
2026	-1,2	0,2	-1,6	-1,3	-0,5																																																																																																																																																																													
2027	-4,0	0,0	-1,8	-8,3	-0,3																																																																																																																																																																													
2028	-2,7	0,0	-2,5	-8,1	-0,3																																																																																																																																																																													
2029	-11,6	0,1	-1,9	-7,5	-0,3																																																																																																																																																																													
2030	-10,7	0,0	-1,9	-7,6	-0,1																																																																																																																																																																													
2031	-8,5	0,5	-0,5	-6,3	0,4																																																																																																																																																																													
2032	-8,5	0,4	-1,0	-6,1	0,2																																																																																																																																																																													
2033	-6,0	0,3	-0,9	-5,1	-0,2																																																																																																																																																																													
2034	-6,1	0,3	-1,3	-4,8	-0,5																																																																																																																																																																													
2035	-5,7	0,0	-1,2	-5,5	-0,4																																																																																																																																																																													
2036	-6,2	-0,3	-1,1	-5,0	-0,5																																																																																																																																																																													
2037	-5,6	-0,4	-1,3	-4,8	-0,5																																																																																																																																																																													
2038	-5,8	-0,7	-1,5	-5,4	-1,0																																																																																																																																																																													
2039	-1,2	0,0	0,0	-0,7	-0,1																																																																																																																																																																													
Perpetuidad	-64,6	-5,2	-14,5	-56,1	-8,6																																																																																																																																																																													
<b>Beneficios (Base-Proyecto)</b>	<b>-148,7</b>	<b>-4,0</b>	<b>-34,1</b>	<b>-133,0</b>	<b>-13,9</b>																																																																																																																																																																													

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>De esta forma, 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>																																
02-8	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.1.2 Apoyo Sistema al Norte de S/E Kimal</p> <p>Proyectos: "Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro" y "Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal"</p>	<p>La tabla 34 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica conjunta de los proyectos "Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro" y "Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal", donde se muestra que el proyecto entrega beneficios en todos los escenarios.</p> <table border="1" data-bbox="433 951 1219 1087"> <thead> <tr> <th>Valor Presente en millones de US\$</th> <th>Esc 1</th> <th>Esc 2</th> <th>Esc 3</th> <th>Esc 4</th> <th>Esc 5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo Operacional Sin Proyecto</td> <td>15.416</td> <td>17.468</td> <td>21.658</td> <td>17.926</td> <td>16.025</td> </tr> <tr> <td>Costo Operacional Con Proyecto</td> <td>14.986</td> <td>17.175</td> <td>21.267</td> <td>17.484</td> <td>15.725</td> </tr> <tr> <td>Costo Operacional Con Proyecto + AVI</td> <td>15.020</td> <td>17.208</td> <td>21.300</td> <td>17.517</td> <td>15.758</td> </tr> <tr> <td>Beneficios (Base – Proyecto)</td> <td>-397</td> <td>-260</td> <td>-357</td> <td>-408</td> <td>-267</td> </tr> </tbody> </table> <p>Sin embargo, en el cuadro a continuación (de elaboración propia) contiene el detalle del ítem "Beneficios (Base – Proyecto)" desglosado por año (a valor presente cada uno):</p>	Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Costo Operacional Sin Proyecto	15.416	17.468	21.658	17.926	16.025	Costo Operacional Con Proyecto	14.986	17.175	21.267	17.484	15.725	Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.020	17.208	21.300	17.517	15.758	Beneficios (Base – Proyecto)	-397	-260	-357	-408	-267	<p><i>Subtítulo 7.1.2 de Título 7.1</i></p> <p>Se solicita eliminar los proyectos "Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro" y "Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal" del presente Plan de Expansión, por ser más conveniente postergar la decisión por existir sólo dos escenarios con beneficio neto positivo (menor que 50%).</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación con la observación presentada por la empresa Anglo American, en la que se solicita la postergación de las obras "Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro" y "Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal" del presente Plan de Expansión, argumentando que sería más eficiente, en términos de rendimiento económico neto, por el hecho de presentar beneficios netos positivos para sólo dos de los cinco escenarios durante los primeros años de su operación. Lo anterior no efectivo, de acuerdo a los resultados de las simulaciones realizadas con motivo del presente Informe Final, de modo que el argumento expuesto por Anglo American no aplicaría en este caso.</p>
Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5																													
Costo Operacional Sin Proyecto	15.416	17.468	21.658	17.926	16.025																													
Costo Operacional Con Proyecto	14.986	17.175	21.267	17.484	15.725																													
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.020	17.208	21.300	17.517	15.758																													
Beneficios (Base – Proyecto)	-397	-260	-357	-408	-267																													

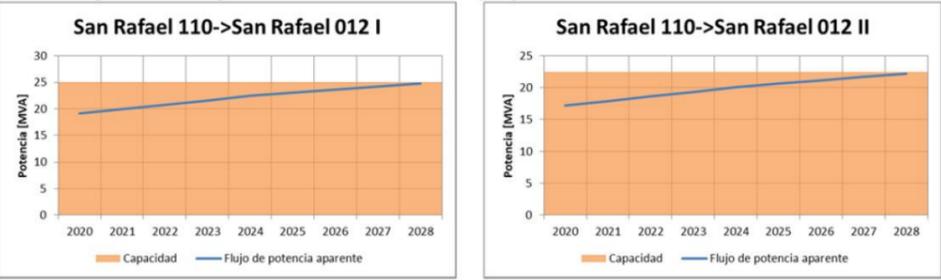
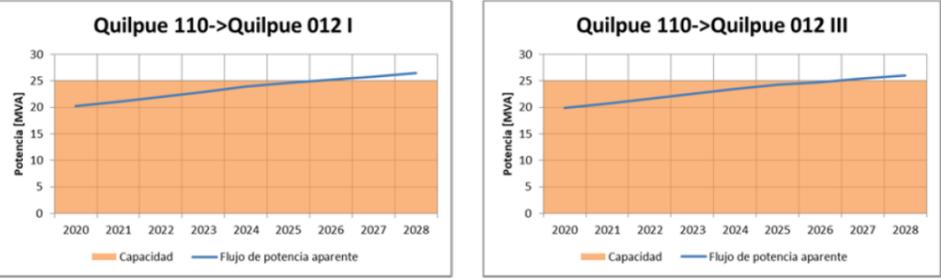
ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación					Propuesta	Respuesta
		Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4		
		2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
		2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
		2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
		2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
		2023	-0,9	0,1	-0,7	0,03	0,02	
		2024	-5,7	-2,6	-2,1	-3,9	-3,0	
		2025	-4,6	-3,8	-6,0	-6,4	-4,3	
		2026	-4,4	-3,3	-4,1	-6,4	-2,1	
		2027	-3,8	-3,2	-3,5	-6,6	-2,1	
		2028	-4,2	-3,3	-1,5	-6,9	-2,1	
		2029	-4,7	-4,2	-3,2	-7,2	-3,6	
		2030	-4,8	-6,4	-4,8	-6,9	-14,9	
		2031	-2,6	-8,3	-2,6	-6,4	-21,1	
		2032	-3,5	-24,7	-6,3	-7,9	-22,6	
		2033	-21,6	-34,6	-13,0	-8,6	-6,6	
		2034	-21,7	-2,7	-14,3	-9,1	-6,5	
		2035	-19,9	-2,5	-14,6	-10,2	-4,6	
		2036	-18,6	-3,0	-15,9	-10,7	-3,7	
		2037	-20,2	-3,3	-18,7	-13,7	-4,6	
		2038	-20,9	-18,0	-20,1	-29,8	-18,7	
		2039	-3,8	-3,9	-4,4	-6,7	-4,0	
		Perpetuidad	-230,7	-132,0	-221,7	-261,0	-142,6	
		<b>Beneficios (Base-Proyecto)</b>	<b>-396,8</b>	<b>-259,6</b>	<b>-357,2</b>	<b>-408,3</b>	<b>-267,0</b>	
		<p>Se puede observar que en tres de los cinco escenarios no hay beneficios el primer año, por lo que estos escenarios es más conveniente postergar el proyecto.</p> <p>Así la evaluación realizada en el Plan compensa la ausencia de beneficios del primer año con los beneficios en los años posteriores, obviando que la postergación del proyecto presenta una mejor evaluación económica.</p> <p>De esta forma. siendo que este proyecto sólo suma 2 escenarios (Esc1 y Esc3) con beneficio neto positivo, este no debe incluirse en el presente Plan de Expansión.</p>						

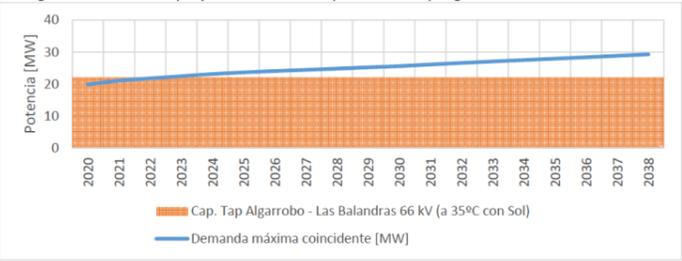
ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
02-9	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.1.2 Apoyo Sistema al Norte de S/E Kimal</p> <p>Proyecto: "Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena"</p>	<p>Se observa que la evaluación efectuada considera como caso base de comparación una corrida OSE que incluye los proyectos "Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal" y "Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro". Al respecto, hacemos presente que en nuestra observación anterior fundamentamos que la decisión de inversión en estos últimos proyectos debe ser aplazada hasta el próximo proceso de planificación de la CNE.</p>	<p><i>Subtítulo 7.1.2 de Título 7.1</i></p> <p>Se solicita reevaluar la conveniencia de incluir el proyecto "Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena" en el presente plan de expansión, no considerando en el caso base los proyectos "Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal" y "Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro"</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación con la observación presentada por la empresa Anglo American, en la que se solicita reevaluar la obra "Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena" sin considerar como base las obras "Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro" y "Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal".</p> <p>Al respecto, es posible señalar que esta observación se basa en el supuesto de que las obras "Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro" y "Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal" serían excluidas del presente plan de expansión, debido a la eventual conveniencia de su postergación, señalada en una observación anterior, la cual no fue acogida por esta Comisión. En este sentido, la observación presentada pierde el sustento, por lo que no es necesario realizar la reevaluación indicada.</p>
02-10	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.1.2 Apoyo Sistema al Norte de S/E Kimal</p> <p>Proyectos</p> <p>"Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal"</p>	<p>Se observa que el proyecto "Aumento de capacidad líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal" considera un aumento de capacidad desde los 182,9 MVA actuales a 550 MVA por circuito a 35°C con sol, mediante un cambio de conductor por uno de operación a alta temperatura y baja flecha.</p> <p>Por otro lado, en el numeral 10.1.4 del Anexo N°2 "Ingeniería Conceptual de los Proyectos" no se hace referencia a un análisis de factibilidad en relación a la capacidad de carga de las estructuras de la línea, y en cuanto a materiales sólo se hace referencia a cadenas de anclaje y conductor.</p> <p>Dado que la capacidad del nuevo conductor (550 MVA) es de tres veces la del conductor original (182,9 MVA), muy probablemente de mayor sección, se estima complejo que la línea pueda soportar el nuevo conductor sin refuerzos a nivel de estructuras.</p>	<p><i>Subtítulo 7.1.2 de Título 7.1</i></p> <p>Se solicita indicar en los antecedentes el análisis efectuado por la CNE para corroborar que las estructuras soportan el nuevo conductor sin refuerzos sobre las estructuras de la línea.</p> <p>En caso que la CNE detecte la necesidad de mayores refuerzos a la línea respecto de los originalmente considerados, se solicita efectuar nuevamente la evaluación económica con los correspondientes ajustes en el VATT respectivo.</p>	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American, asociada a los análisis efectuados para corroborar que las estructuras existentes soporten el nuevo conductor, esta Comisión señala que el conductor a utilizar propuesto en la presente obra debe ser del tipo alta temperatura y baja flecha, cuyas características permitirían utilizar las estructuras existentes sin requerir mayores cambios de estructuras o reforzamientos de ellas. Sin perjuicio de lo anterior, en las respectivas bases de licitación y/o en las ofertas técnicas presentadas deberán incluir lo necesario para permitir la ejecución de la obra, según corresponda.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.</p>

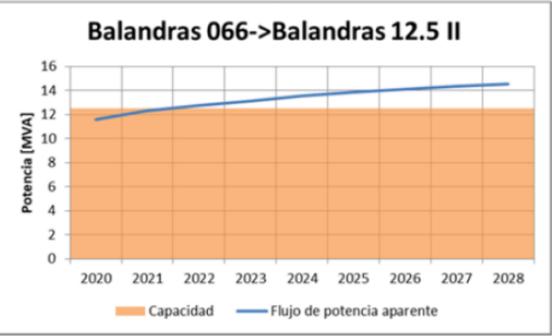
ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
02-11	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.1.7 Tendido del Segundo Circuito de la Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y Seccionamiento en S/E Hualqui</p>	<p>Se observa que en el numeral 3.1.19.1 se indica que <i>“Actualmente, el primer circuito de la línea utiliza un conductor tipo AAAC GREELEY, de 470 mm<sup>2</sup>. El tendido del nuevo circuito, deberá posibilitar la transmisión de una potencia equivalente de, a lo menos, 367 MVA con 65°C en el conductor y temperatura ambiente de 25°C con sol.”</i>. Con esto, entendemos que la línea quedaría con dos circuitos de 367 MVA.</p> <p>Sin embargo, en los archivos del caso base OSE se indica que la limitación de transmisión del tramo Charrúa – Lagunillas 220 kV actual es de 190 MVA. Hacemos presente que no parece correcto que para mantener el criterio de operación N-1 en la zona (que es enmallada), las transferencias del tramo Charrúa – Hualqui – Lagunillas 1x220 kV sean limitadas a prácticamente la mitad de su capacidad térmica.</p> <p>Por otro lado, en el numeral 7.1.7 del título 7.1 se indica que <i>“se propone el tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 2x220 kV entre las subestaciones Charrúa – Lagunillas con una capacidad, de al menos, 367 MVA a 25°C. Además, el proyecto considera que dicho circuito sea seccionado en la S/E Hualqui, con la finalidad de contar con una línea de transmisión 2x220 kV Charrúa – Hualqui – Lagunillas, aumentando la eficiencia en el uso del sistema de transmisión”</i></p> <p>Sin embargo, en las bases OSE del caso “con proyecto” se modelan dos circuitos paralelos con reactancias que difieren en forma relevante, a pesar de ser dos circuitos idénticos.</p>	<p>Subtítulo 7.1.7, título 7.1</p> <p>Se solicita:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Revisar y corregir las reactancias de los circuitos modelados entre Charrúa y Lagunilla.</li> <li>Revisar la limitación de transmisión a 190 MVA del tramo Charrúa – Hualqui – Lagunillas 1x220 kV en el caso base (sin proyecto).</li> </ul> <p>Realizar nuevamente la evaluación económica considerando en el caso base (sin proyecto) una limitación de 367 MVA, o una limitación menor si así lo permite justificadamente un estudio de flujo de potencia.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American, asociada a los parámetros eléctricos de las líneas comprendidas entre las SS/EE Charrúa y Lagunillas, así como los límites de transmisión utilizados en la modelación del sistema, es posible indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Efectivamente se detectó una diferencia en los parámetros eléctricos del circuito existente y el futuro segundo circuito, lo que ha sido subsanado en la base de datos.</li> <li>La limitación de transmisión incluida en la base de datos corresponde al valor determinado mediante análisis de flujos de potencia y la aplicación del criterio de seguridad N-1, por lo que se mantendrá este valor en ausencia de nuevos antecedentes al respecto.</li> </ul>
02-12	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.1.9 Nueva S/E Seccionadora La Invernada</p>	<p>El VATT total utilizado en la evaluación no parece haber incluido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>El VATT a pagar por el tramo “Línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – Santa Fe”, debido a que cambiaría su calificación por intervención.</li> </ul> <p>El VATT a pagar por el tramo “1x220 kV entre la S/E Celulosa Pacífico y el Tap La Esperanza”, debido a que actualmente esta línea no forma parte del sistema eléctrico, y no está entregada la operación. Adicionalmente, de ser integrada al sistema eléctrico, esta no sería calificada como Dedicada.</p>	<p>Subtítulo 7.1.9 de Título 7.1</p> <p>Se solicita efectuar nuevamente la evaluación económica incluyendo el VATT a pagar por las siguientes instalaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>“Línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – Santa Fe”, debido a que cambiaría su calificación por intervención.</li> <li>“Línea 1x220 kV entre la S/E Celulosa Pacífico y el Tap La Esperanza”.</li> </ul>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American, en la cual solicita incorporar el Valor de Inversión asociado a las instalaciones de transmisión dedicada que son intervenidas por la obra en cuestión, esta Comisión acoge la observación e incorporará dichos valores, en la proporción que corresponda en función de las características de la intervención, en el Informe Técnico Final. En todo caso, es conveniente señalar que los valores indicados sí fueron considerados con motivo de las evaluaciones realizadas para la elaboración del ITP. Sin embargo, estos no fueron incluidos en los cuadros del respectivo informe, situación que correspondió a un error de omisión, que será subsanado con motivo del ITF.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
02-13	<p>Título</p> <p>7.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.1.10 Nuevo Equipo De Compensación Estático De Reactivos S/E Maipo</p>	<p>Se observa que si la CNE retira del plan de expansión el proyecto “Tendido del Segundo Circuito de la Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y Seccionamiento en S/E Hualqui”, de acuerdo con nuestras observaciones respecto de la evaluación de ese proyecto, podrían disminuir las transferencias de energía desde la zona de Charrúa, lo que a su vez disminuye los beneficios de aumentar la capacidad de transmisión entre Ancoa y Alto Jahuel.</p>	<p>Subtítulo 7.1.10, título 7.1</p> <p>Se solicita realizar nuevamente la evaluación económica del proyecto “Nuevo Equipo De Compensación Estático De Reactivos S/E Maipo”, considerando que se ha retirado del plan de expansión el proyecto “Tendido del Segundo Circuito de la Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y Seccionamiento en S/E Hualqui”.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American, en que solicita realizar nuevamente la evaluación económica del proyecto “Nuevo Equipo De Compensación Estático De Reactivos S/E Maipo”, esta Comisión realizará nuevamente la evaluación de la obra señalada, pero considerando la postergación del proyecto “Tendido del Segundo Circuito de la Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y Seccionamiento en S/E Hualqui”, ya que la evaluación propia de este proyecto indica que lo óptimo es postergar su ejecución, mas no retirarlo de las expansiones indicativas.</p>
02-14	<p>Título</p> <p>7.8 Proyectos de Expansión Para Conexión de Proyectos de Generación</p> <p>Subtítulo 7.8.2 Ampliación en S/E María Elena</p> <p>Subtítulo 7.8.5 Ampliación en S/E Rahue</p>	<p>En el primer párrafo de los numerales 7.8.2 y 7.8.5, se indica que las obras se justifican para “desarrollo de proyectos ubicados en la zona”.</p> <p>Al respecto, no se indica cuáles son los proyectos ubicados en la zona.</p>	<p>Subtítulos 7.8.2 y 7.8.5 de Título 7.8</p> <p>Se solicita indicar al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuáles son los proyectos en la zona que justifican cada obra recomendada;</li> <li>• Los antecedentes que justifican la existencia del referido potencial de energía renovable;</li> <li>• Cuál es la evaluación que la CNE realizó para incluir el proyecto en el plan, de manera detallada. En particular, se solicita indicar las soluciones alternativas que la CNE descartó, en favor de la solución propuesta; y</li> <li>• La justificación o criterio utilizado para definir el número de diagonales/posiciones especificadas.</li> </ul>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American, en que solicita incluir mayores antecedentes que justifiquen la incorporación de obras por concepto de conexión de proyectos, se indica lo siguiente:</p> <p>- Esta Comisión definió la pertinencia de incorporar este tipo de proyectos en cuanto estos cumplan con las siguientes condiciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Sean solicitados por el Coordinador en el contexto de la autorización de solicitudes de autorización de solución de conexión a sistemas de transmisión de servicio público.</li> <li>2) Exista un número de interesados (solicitudes) que permita suponer que las posiciones se van a utilizar.</li> <li>3) La obra de ampliación en cuestión corresponda a una obra de alcance adecuado para ser incorporada en el contexto de un plan de expansión.</li> </ol> <p>Sin embargo, debido a que se ha constatado la necesidad de contar con las posiciones requeridas para conectar proyectos en tiempos inferiores a los atendibles a través del proceso de planificación regular, por lo que se ha optado por eliminar del presente plan de expansión, los proyectos que fueron incorporados por este motivo en el ITP, en el entendido de que éstos pueden ser ejecutados en virtud del mecanismo establecido en el artículo 102° de la LGSE, lo que permitiría atender dichos requerimientos en plazos más acotados.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
02-15	<p>Título 7.8 Proyectos de Expansión Para Conexión de Proyectos de Generación</p> <p>Subtítulo 7.8.1 Ampliación en S/E Cóndores</p> <p>Subtítulo 7.8.3 Ampliación en S/E Illapa</p> <p>Subtítulo 7.8.4 Ampliación en S/E Entre Ríos</p> <p>Subtítulo 7.8.6 Ampliación en S/E Tineo</p> <p>Subtítulo 7.8.8 Ampliación en S/E Charrúa</p>	<p>En el primer párrafo de los numerales 7.8.1, 7.8.3, 7.8.4, 7.8.6 y 7.8.8, se indica que las obras se justifican para “desarrollo del potencial de energía renovable en la zona”.</p> <p>Al respecto, no se indica mayores antecedentes de cuáles serían los potenciales proyectos que se ubicarían en la zona de cada S/E, o los antecedentes que justificarían la existencia de tal potencial.</p>	<p><i>Subtítulos 7.8.1, 7.8.3, 7.8.4, 7.8.6 y 7.8.8 de Título 7.8</i></p> <p>Se solicita indicar al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuáles son los proyectos en la zona que justifican cada obra recomendada;</li> <li>• Los antecedentes que justifican la existencia del referido potencial de energía renovable;</li> <li>•Cuál es la evaluación que la CNE realizó para incluir el proyecto en el plan, de manera detallada. En particular, se solicita indicar las soluciones alternativas que la CNE descartó, en favor de la solución propuesta; y</li> <li>• La justificación o criterio utilizado para definir el número de diagonales/posiciones especificadas.</li> </ul>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 02-14.</p>
02-16	<p>Título 3.1 Obras de Ampliación</p> <p>Subtítulo 3.1.2 Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV (IM)</p> <p>Subtítulo 3.1.7 Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM)</p> <p>Subtítulo 3.1.9 Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM)</p>	<p>En el primer párrafo de los numerales 3.1.2.1, 3.1.7.1, 3.1.9.1 y 3.1.21.1, se indica que las obras de ampliación propuestas son para “permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona”</p> <p>Al respecto, se observa que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Las obras no se encuentran explícitamente categorizadas en el Título “7. Evaluación de los Proyectos y Resultados” de acuerdo a las etapas de análisis metodológicas establecidas en el Título “6.4 Análisis efectuados en el Proceso de Planificación” como la mayoría de las obras propuestas.</li> <li>• Por tanto, no se indica su evaluación técnico-económica que permitan su inclusión en el Plan de Expansión.</li> </ul> <p>Tampoco se indican los “nuevos proyectos en la zona” que se ubicarían cerca de cada obra propuesta.</p>	<p><i>Subtítulos 3.1.2, 3.1.7, 3.1.9 y 3.1.21 de Título 3.1</i></p> <p>Se solicita indicar cuáles son los nuevos proyectos en cada subestación, que justifican cada obra recomendada, señalando al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nivel y tensión de la conexión;</li> <li>• Potencia nominal del generador;</li> <li>• Ubicación geográfica;</li> <li>• Tecnología;</li> <li>• Fecha de entrada estimada;</li> <li>• Fuente de información utilizada;</li> <li>• Nivel del avance del proyecto (con/sin EIA, en construcción efectiva, pruebas);.</li> <li>• La evaluación que la CNE realizó para incluir la obra recomendada en el plan. En particular, se solicita indicar las soluciones</li> </ul>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 02-14.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Subtítulo 3.1.21 Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM)		<p>alternativas que la CNE descartó, en favor de la solución propuesta; y</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>La justificación o criterio utilizado para definir el número de diagonales/posiciones especificadas.</li> </ul>	
02-17	<p>Título</p> <p>7.7 Proyectos De Expansión Para El Abastecimiento De La Demanda</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.7.6 Ampliación en S/E Nueva San Rafael</p> <p>(nuevo transformador 110/12 kV)</p>	<p>El informe indica que "...la proyección de demanda en S/E San Rafael muestra que, al año 2023, se produciría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación...". Lo anterior se respalda en el gráfico de la figura 7.15 (a continuación).</p>  <p>Al respecto, se observa que no es claro que efectivamente se sobrepase el 90% de la capacidad de los transformadores en 2023, y no se cuenta con los antecedentes y cifras utilizadas en los cálculos para la evaluación efectuada por la CNE.</p>	<p>Subtítulo 7.7.6 de Título 7.7</p> <p>Se solicita:</p> <p>En primer lugar, indicar en el informe y dejar a disposición para su descarga al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Los datos y cálculos utilizados para la proyección de demanda; y</li> <li>Los datos utilizados para confeccionar los gráficos de la figura 7.15.</li> </ul> <p>En segundo lugar, y en caso de que la cargabilidad de ninguno de los transformadores supere el 90%, eliminar del plan de expansión la obra en cuestión.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American en la que solicita mayores antecedentes relativos a los análisis de suficiencia realizados, esta Comisión indica que se agregó un Anexo adicional en donde se presenta la demanda horaria por barra para el año base, además de la tasa de crecimiento de la demanda por barra.</p> <p>Respecto al segundo punto solicitado, no corresponde acoger lo solicitado, ya que no se cumple lo indicado por la observante.</p>
02-18	<p>Título</p> <p>7.7 Proyectos De Expansión Para El Abastecimiento De La Demanda</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.7.5 Ampliación en S/E Quilpue</p>	<p>El informe indica que "...la proyección de la demanda en la S/E Quilpue muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación...". Lo anterior se respalda en el gráfico de a Figura 7.14 (a continuación).</p> 	<p>Subtítulo 7.7.5 de Título 7.7</p> <p>Se solicita:</p> <p>En primer lugar, indicar en el informe y dejar a disposición para su descarga al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Los datos y cálculos utilizados para la proyección de demanda; y</li> <li>Los datos utilizados para confeccionar los gráficos de la figura 7.15.</li> </ul>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 02-17.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Al respecto, se observa que no es claro que efectivamente se sobrepase el 90% de la capacidad de los transformadores en 2023, y no se cuenta con los antecedentes y cifras utilizadas en los cálculos para la evaluación efectuada por la CNE.</p>	<p>En segundo lugar, y en caso de que la cargabilidad de ninguno de los transformadores supere el 90%, eliminar del plan de expansión la obra en cuestión.</p>	
02-19	<p>Título 7.7 Proyectos De Expansión Para El Abastecimiento De La Demanda</p> <p>Subtítulo 7.7.4 Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1X66 kV Algarrobo - Los Poetas</p>	<p>El texto indica que <i>“de acuerdo a la proyección de demanda realizada por esta Comisión, a partir del año 2023 se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en esta instalación, tal como se presenta en el siguiente gráfico.”</i></p>  <p>Al respecto, se observa que el 90% de la cargabilidad de la línea se alcanza prácticamente desde el año 2020. Considerando la tendencia aproximada de la cargabilidad en el tiempo, se esperaría que este nivel de cargabilidad se hubiese proyectado en procesos de planificación anteriores, a menos que en el presente proceso las condiciones actuales y las proyecciones hayan cambiado de forma relevante.</p>	<p>Subtítulo 7.7.4 de Título 7.7</p> <p>Se solicita indicar en el informe y dejar a disposición para su descarga al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los datos y cálculos utilizados para la proyección de demanda; y</li> <li>• Los datos utilizados para confeccionar los gráficos de la figura 7.12.</li> </ul> <p>Además, se solicita indicar cuáles son las condiciones (cualitativas o cuantitativas) que explican el alto requerimiento proyectado para la capacidad de transmisión, en comparación con lo revisado en el anterior proceso de planificación.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American en la que solicita entregar información respecto a la demanda utilizada en los análisis de suficiencia realizados, esta Comisión indica que se agregó un Anexo adicional en donde se presenta la demanda horaria por barra para el año base, además de la tasa de crecimiento de la demanda por barra.</p> <p>Adicionalmente, esta Comisión aclara que en anteriores procesos de Expansión de la Transmisión no se había relevado algún requerimiento en la S/E Algarrobo, además de no contar con una propuesta de expansión que haya sido requerida por algún interesado o por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p> <p>Por otra parte, en el presente proceso de Expansión se realizó una revisión sistemática de los sistemas de transmisión que operan normalmente en condición de radialidad, análisis que permite realizar una revisión exhaustiva de las instalaciones de transformación dispuestas para el abastecimiento a zonas de concesión de servicio público de distribución.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
02-20	<p>Título</p> <p>7.7 Proyectos De Expansión Para El Abastecimiento De La Demanda</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.7.7 Ampliación en S/E Balandras</p>	<p>El texto indica que el proyecto de expansión “se fundamenta en que la proyección de la demanda en la S/E Balandras muestra que, al año 2023, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación”.</p> <p>Al respecto, se observa que el 90% de la cargabilidad de la línea se alcanza prácticamente desde el año 2020. Considerando la tendencia aproximada de la cargabilidad en el tiempo, se esperaría que este nivel de cargabilidad se hubiese proyectado en procesos de planificación anteriores, a menos que en el presente proceso las condiciones actuales y las proyecciones hayan cambiado de forma relevante.</p> 	<p>Subtítulo 7.7.7 de Título 7.7</p> <p>Se solicita indicar en el informe y dejar a disposición para su descarga al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los datos y cálculos utilizados para la proyección de demanda; y</li> <li>• Los datos utilizados para confeccionar los gráficos de la figura 7.12.</li> </ul> <p>Además, se solicita indicar cuáles son las condiciones (cualitativas o cuantitativas) que explican el alto requerimiento proyectado para la capacidad de transmisión, en comparación con lo revisado en el anterior proceso de planificación.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 02-19.</p>
02-21	<p>Título</p> <p>7.7 Proyectos De Expansión Para El Abastecimiento De La Demanda</p> <p>Subtítulo</p> <p>7.7.9 Ampliación en S/E Nueva Lampa</p>	<p>El texto indica que la obra se fundamenta “en que la tasa de crecimiento de la demanda en el sector norponiente de la Región Metropolitana presentaría aumentos relevantes debido a las nuevas definiciones respecto del uso del suelo establecido en el Plan Regulador Metropolitano de Santiago (PRMS)”.</p> <p>Al respecto, se observa que no se explicitan los antecedentes que respaldan la declaración señalada, y por tanto, la recomendación de expansión de la CNE.</p>	<p>Subtítulo 7.7.9 de Título 7.7</p> <p>Se solicita entregar la información cuantitativa y el análisis que respalda la recomendación de la CNE. En particular, se solicita indicar al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La tasa de crecimiento de la demanda referida;</li> <li>• Los cambios en el PRMS referido;</li> <li>• El detalle de la evaluación que la CNE realizó para concluir la inclusión el proyecto en el plan. En particular, indicar por qué no se efectuó un análisis gráfico de la capacidad de instalaciones, como en el resto de las obras del título 7.7; y</li> <li>• Las soluciones alternativas que la CNE descartó, en favor de la solución propuesta.</li> </ul>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American, en la que solicitan entregar mayores antecedentes que justifiquen la incorporación de la obra "Ampliación en S/E Nueva Lampa", se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La obra en cuestión fue presentada por la empresa Enel Distribución durante la etapa de convocatoria para presentación de propuestas al presente plan de expansión.</li> <li>- Dicha propuesta fue debidamente respaldada por antecedentes que mostraban las ventajas de contar con una solución para el abastecimiento de los crecimientos de demanda en la zona, los que se esperan aumenten considerablemente por efecto del cambio de uso de suelo en las cercanías de la zona de influencia de la subestación.</li> <li>- Por su parte, la empresa justificó las ventajas de esta solución por sobre las alternativas, las que correspondían a abastecer a través de redes de distribución provenientes desde las SS/EE Lo Boza, Quilicura y Chacabuco.</li> <li>- Dichas soluciones alternativas implicaban la construcción de alimentadores de distribución desde las mencionadas subestaciones, los que encuentran una serie de obstáculos que tornan costosas las</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>obras en nivel de distribución, volviendo ineficiente el resultado global (transmisión + distribución).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Por otra parte, el uso de dicha capacidad de transformación en las SS/EE señaladas, implica necesariamente desatender los crecimientos asociados a los crecimientos propios de cada zona (subestación).</li> <li>- Adicionalmente, esta obra es coherente con lo indicado por el Coordinador en su Propuesta de Expansión del año 2019, así como con lo señalado en su Informe de Diagnóstico 2020.</li> <li>- En cuanto a la demanda utilizada para los análisis efectuados por esta Comisión, para efectos de los análisis de suficiencia y seguridad en transformación y líneas de transmisión zonales, esta información se agregó en nuevo anexo que quedará disponible junto al presente ITF.</li> </ul>
02-22	<p>Título 8 Valorización de las Obras de Expansión y Anexo 3: Metodología de Valorización de los Proyectos</p>	<p>Se observa que en el Título 8 se presentan los valores de inversión de los proyectos, desglosados en diversos ítems. Por otra parte, en el Anexo 3 se explica la metodología de valorización de los proyectos, indicando que efectuó una estimación de los Valores de Inversión “por medio del cálculo de módulos de inversión contenidos en un conjunto de planillas interrelacionadas y alimentadas con precios unitarios de elementos y mano de obra, cantidad de materiales, rendimientos de montaje y desmontaje, entre otros”.</p> <p>Sin embargo, la CNE no dejó a disposición de los participantes y usuarios e instituciones Interesadas las planillas que conforman los módulos señalados.</p>	<p><i>Título 8</i></p> <p>Se solicita dejar a disposición para su descarga todas las planillas de cálculo y documentos que permitan reproducir el cálculo de los VI utilizados.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Anglo American, asociada a la valorización de las obras propuestas en el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, 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.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se modificarán las valorizaciones de las obras de expansión en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de transmisión Año 2019.</p>

# 03 EDELNOR

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
03-1	<p>Consideración de S/E Nueva el Manzano</p> <p>Capítulo 9 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS, Sección 9.1. PROYECTOS NO RECOMENDADOS, Tabla 62 "Proyectos postergados", Proyecto 77 "Nueva S/E El Manzano", página 211.</p>	<p>En su apartado final, la Comisión argumenta que no recomienda la obra nueva S/E Nueva El Manzano dado que el proyecto no resulta eficiente debido a que al comparar la minimización de costos respecto de su conexión en la actual S/E El Manzano, de propiedad de Enel Distribución, así como en la S/E Polpaico, de propiedad de Transelec, no resulta ser la alternativa más económica para el sistema.</p> <p>No obstante, no ha considerado los incumplimientos normativos en el ámbito de la seguridad que traerían consigo el uso de las instalaciones recomendadas en su argumentación. Cabe señalar que ENGIE tiene la RCA para un proyecto renovable de 80 MW en la zona cercana.</p> <p>Efectivamente, en la Resolución Exenta n° 07 del 8 de enero de 2020, que Aprueba Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2019, se incluye como Anexo 1 los "Antecedentes de Evaluación de Otros Proyectos" donde se incorpora, en la Tabla 62 "Proyectos postergados", el Proyecto n°77 "Nueva S/E El Manzano" en la categoría de Obra Nueva, Zonal D, solicitada por ENGIE Energía Chile S.A. Respecto a los motivos de la no inclusión en el Plan de Expansión, No indicamos las siguientes observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Los motivos expuestos por la CNE fueron los siguientes: <i>Proyecto no resulta eficiente debido a que al comparar la minimización de costos respecto de su conexión en la actual S/E El Manzano, de propiedad de Enel Distribución, así como en la S/E Polpaico, de propiedad de Transelec, no resulta ser la alternativa más económica para el sistema.</i></li> <li>Sobre la factibilidad de conexión en S/E El Manzano, propuesta indicada por la CNE, se indica que la eventual conexión en dicha subestación no cumpliría con los estándares de seguridad que señalados en la NTSyCS (Diciembre 2019). Esto se debe a que la configuración de esta subestación, del segmento de Transmisión Nacional y que está conectada en derivación en los dos circuitos de la línea 2x220 kV Polpaico-El Salto, es del tipo barra simple seccionada, donde no cuenta con interruptores de poder ni en los paños de Línea 220kV ni en el Seccionamiento de barras 220kV. Tampoco dispone de protección de diferencial de barras, no dispone de TTCC y sólo dispone de un TP por paño de línea. nicuenta con sistema de teleprotecciones, entre otros.</li> </ol> <p>Adicionalmente, la ubicación y disposición de la S/E no permite la adaptación de su topología a otra que cumpla con la capacidad de mantener en suministro ante una falla de Severidad 9. Lo anterior, debido a que la proximidad de la torre del circuito Polpaico-El Salto 2x220kV involucraría que la eventual ampliación de la subestación quedara debajo de la línea mencionada.</p> <p>Concretamente, la subestación El Manzano, de propiedad de Enel Distribución, estaría incumpliendo las siguientes disposiciones de la NTSyCS:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Artículo 3-24, inciso a) subinciso I: <i>Sobre 200 [kV]: Cada circuito debe contar con un doble esquema de protecciones redundante y dedicado para cada instalación, cada uno alimentado desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente y alambrados independientes desde los transformadores de tensión, con telepr</i></li> <li><i>rotección e interruptores con doble bobina de desenganche. Además cada interruptor de línea deberá contar con un esquema de protección contra falla de interruptor, el cual debe aislar la sección de barra a la que se conecta el circuito, y enviar orden de desenganche directo vía teleprotección al extremo remoto del circuito. Las protecciones deberán proporcionar respaldo para fallas en la subestación del extremo remoto a la cual se conecta el circuito.</i></li> <li>Artículo 3-24, inciso b) subinciso II: <i>Entre 200 y 300 [kV]: Cada barra debe contar con un simple esquema de protecciones diferenciales por cada sección de barra. Igualmente deberá contar con un simple esquema de protecciones diferenciales aun cuando la barra no esté seccionada. Además, la protección diferencial de cada sección de barra, deberá emitir una orden de desenganche directo vía enlace de comunicaciones a los interruptores remotos de las líneas conectadas a dicha sección, salvo en los casos que existan conexiones en derivación de la línea y ésta pueda continuar operando entre los terminales no fallados.</i></li> <li><i>Ver imagen del diagrama unilineal de S/E El Manzano en el Anexo 3.1</i></li> </ul>	<p>Considerar en el apartado Capítulo 9 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS, Sección 9.1. PROYECTOS NO RECOMENDADOS, Tabla 62 "Proyectos postergados", Proyecto 77 "Nueva S/E El Manzano", página 211.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Los argumentos expuestos identifican posibles incumplimientos en temas de seguridad establecidos en el normativa vigente para el STN, en caso de conexión de futuros proyectos en las subestaciones actualmente existentes en la zona. Dichos aspectos deben estar considerados en la Planificación del Sistema de Transmisión para poder ser regularizados.</li> <li>Al respecto se propone la construcción de una nueva S/E El Manzano debido a los siguientes argumentos: <ul style="list-style-type: none"> <li>La configuración de la subestación y de la proximidad con la estructura de la línea 2x220kV Polpaico-El Salto, imposibilitan la normalización a las configuraciones de interruptor y medio o doble barra y doble interruptor.</li> <li>Esta subestación tiene el propósito de S/E de distribución, la cual alimenta a un gran número de clientes regulados del sector. Esto conlleva que para poder realizar una adecuación de tal magnitud, se tendría que trabajar en su mayoría de tiempo en tensión y con muchísimas maniobras a potencial, lo que encarecería en desmedida la obra y sería más caro que hacer una nueva subestación.</li> </ul> </li> <li>En el caso de ser acogida esta petición, se recuerda que el plazo de construcción de una nueva subestación en la RM debe ser de no menos de 36 meses, ya que esta debe presentar un EIA para obtener la RCA.</li> </ol>	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Edelnor, asociada al proyecto postergado asociado a una subestación Nueva El Manzano para la conexión de proyectos de generación en la zona, esta Comisión señala que la normalización de la subestación Tap El Manzano 220 kV, el propietario de dicha instalación es el responsable de realizar las adecuaciones necesarias para el cumplimiento de la normativa vigente.</p> <p>Además, la ampliación de las barras para la conexión de nuevos proyectos de generación se puede realizar mediante obra urgente (artículo 102 ° LGSE), pudiendo llegar en plazos más acotados que por la vía de la planificación centralizada.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Artículo 3-25, incisos I y II: <i>Las disposiciones del presente artículo se aplican a instalaciones del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV], sean ellas pertenecientes al STN, STZ, STD, STPD o Internacional.</i></li> <li>I. <b>Interruptores de líneas de transmisión</b> <i>Las líneas de transmisión del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán poseer interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y efectuar su posterior reconexión automática.</i></li> <li>II. <b>Configuración de barras de subestaciones</b> <i>Las subestaciones del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán tener una configuración de barras con redundancia suficiente para realizar el mantenimiento de cada interruptor asociado a líneas, transformadores u otros equipos, de manera que dichas instalaciones queden en operación durante el mantenimiento del interruptor asociado a ellas. Lo anterior no es exigible a alimentadores no enmallados o de uso exclusivo de Clientes Libres.</i> <i>La configuración específica de las nuevas subestaciones, tales como esquemas en anillo, barra principal y transferencia, interruptor y medio u otro, así como el número de secciones de barra, deberá ser tal que la falla de severidad 9 en ellas pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales de Control de Contingencias.</i> <i>En el caso de ampliación de subestaciones existentes se deberá verificar que la falla de severidad 9 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias, para lo cual deberán implementarse las correspondientes medidas contra contingencias extremas previo a la autorización de la conexión.</i></li> <li>Artículo 3-31: <i>Las instalaciones del ST deberán contar con un sistema de comunicación para proveer al Coordinador toda la información que éste determine <u>necesaria para efectos de la supervisión y coordinación de la operación del SI en Tiempo Real (SITR) y para el Sistema de Monitoreo, cuyas exigencias se encuentran definidas en el Capítulo 4.[...]</u></i></li> <li>Artículos 4-2 y 4-3.</li> <li>Artículo 5-40:, inciso b).</li> </ul> <p>3. La conexión en S/E Polpaico (propiedad de Transelec): Mediante el Decreto n°198 Exento, aprobado el 5 de agosto de 2019 y publicado en el Diario Oficial el 10 de agosto de 2019, que fija las Obras de Ampliación Nacional y Zonal correspondientes al Plan de Expansión del año 2018, encontramos que la subestación Polpaico 220kV está sujeta a una Obra de Ampliación Nacional. Esta obra consiste en la ampliación del patio de 220kV en dos nuevas posiciones, una de las cuales quedará reservada para la instalación de un futuro banco de ATR 500/220kV. Dado lo cual, se indica que <u>existirá una posición vacante en el caso que el proyecto sea adjudicado y no declarado desierto.</u></p> <p>Adicional a lo anteriormente descrito, encontramos que dicho paño vacante se le está ofreciendo como punto de conexión a otro proyecto de la empresa INKIA, denominado Los Rulos, tal como se indica en la Tabla 62 "Proyectos postergados", Proyecto 81 "S/E Los Rulos", página 212 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2019.</p>		
03-2	<p>Incorporación ampliación S/E Roncacho</p> <p>En</p> <p>9</p> <p>ANEXO 1: ANTECEDENTES EV</p>	<p>En su apartado final, la Comisión argumenta que la no recomendación de la obra S/E Roncacho se debe a que no existen eventos en el registro de fallas del tramo para los últimos 5 años, de modo que pudiesen ser consideradas en la evaluación.</p> <p>No obstante, se solicita que la Comisión, que además del anterior criterio, considere a su vez tener a la vista las solicitudes de conexión en la subestación Roncacho, las cuales ascienden a 550 MW proveniente de los proyectos con solicitudes de conexión ya gestionadas ante el Coordinador, a saber, Parque Fotovoltaico Pampa Camarones de Colbún (300MW) y Parque Fotovoltaico Violeta de Grenergy Renovables Pacific Ltda (250MW). Además, se requiere</p>	<p>Para lo anterior, se solicita a la CNE que en su Plan de Expansión 2019 la ampliación de la S/E Roncacho dispuesto en el apartado:n</p> <p>9 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Edelnor en la que solicita incorporar la "Ampliación S/E Roncacho" en el presente plan de expansión, se indica lo siguiente:</p> <p>- Esta Comisión reitera lo señalado en el ITP, en cuanto que al</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>ALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS</p> <p>9.1. PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p>	<p>que se considere que ENGIE Energía Chile tiene una RCA aprobada por 300 MW con intención de conexión en la mencionada subestación, por el proyecto Pampa Camarones, todo lo que establece la necesidad de conexión de al menos 850 MW.</p> <p>Las centrales antes mencionadas comenzarían su operación esperada en noviembre de 2022 y diciembre de 2021, siendo el Parque Violeta la primera en entrar. En ambos casos se ha presentado ante el Coordinador la solicitud de conexión respectiva.</p> <p>El proyecto Pampa Camarones de ENGIE Energía Chile posee la Concesión de Uso Oneroso de terreno (CUO), contando con RCA aprobada a través de la Res.Ex N°009 del 2014, además de aproximadamente un 25% de los Derechos Mineros del terreno y la servidumbre de acceso al terreno.</p> <p>El sector aledaño a S/E Roncacho se ha convertido paulatinamente en un foco de potencial desarrollo solar con alto interés por parte de las empresas por lo cual es crucial un proyecto de aumento de capacidad de transferencia producto de la construcción de nuevas centrales de tipo ERNC aledañas con posibilidad de conectarse en 110 kV.</p> <p>La obra de ampliación de la S/E Roncacho considera la ampliación de S/E Roncacho, Obra del Plan de Expansión 2018, creando un patio de 110 kV mediante un Banco de Autotransformadores 220/110 kV de al menos 150 MVA, junto con su unidad de reserva.</p> <p>La obra propuesta contempla la construcción de media diagonal en el patio de 220kV correspondiente al banco de Autotransformadores 220/110kV. El patio de 110kV será de configuración Doble Barra más Barra de Transferencia, y los equipos serán de tecnología AIS.</p> <p>El patio de 110kV estará compuesto por un paño que conecte con el banco de autotransformadores 220/110kV, dos paños de acoplamiento, dos paños de línea para el seccionamiento de la LAT 1x110kV Arica-Pozo Almonte, barras extendidas para dos posiciones futuras y terreno nivelado para 2 paños adicionales.</p> <p>Es importante señalar que el sesionamiento de la línea de 110 kV Arica – Pozo Almonte permite cerrar el anillo en la zona de las S/E Parinacota y S/E Pozo Almonte, lo cual puede contribuir a mejorar los criterios de seguridad y resiliencia para el abastecimiento de la demanda, lo cual está en línea con los establecido en el Artículo 19° de la Resolución Exenta N° 711 del 2017.</p> <p>Las conexiones de estos volúmenes de inyección podrían bajar los costos de operación del sistema. Con la creación del patio de 110 kV se podrá seccionar la línea Pozo Almonte - Arica 110 kV permitiendo generar así una redundancia en la ciudad de Arica, en el caso que haya alguna falla en el circuito o mantenimiento programado en la LT Parinacota-Roncacho.</p> <p>Adicionalmente también servirá para facilitar con esto la aparición de proyectos de media potencia en la zona. Actualmente ENGIE tiene arrendados terrenos para poder realizar un proyecto de mediano tamaño. Estos terreno se encuentran colindantes al actual PV Pampa Camarones.</p>	<p>9.1. PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p>	<p>no existir estadística de falla en la línea, durante la ventana considerada, la evaluación del proyecto en términos de su aporte a la seguridad de la zona es nulo, con lo cual no correspondería su incorporación en el presente plan de expansión.</p> <p>- En lo que respecta a la conexión de proyectos de generación, esta fue la principal motivación para la incorporación de la S/E Roncacho a través del proceso de planificación, no encontrándose impedimentos a la vista para su utilización para dichos fines. Sin embargo, lo anterior no implica que exista justificación suficiente para la incorporación de una obra que habilite un nivel de tensión diferente al existente, para efectos de permitir conexión de proyectos en ese nivel de tensión.</p> <p>Dado lo anterior, esta Comisión no acoge la observación de la empresa.</p>
03-3	<p>9 ANEXO 1: ANTECEDENTES EV ALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS</p> <p>Incorporación Nueva Línea Arica – Pukará 66kV dispuesto en</p>	<p>En su apartado final, la Comisión argumenta que la no recomendación de la obra nueva línea Arica – Pukará 66kV debido a que no existen eventos en el registro de fallas del tramo para los últimos 5 años, de modo que pudiesen ser consideradas en la evaluación.</p> <p>Esto se establece a lo largo del informe, en especial en la descripción del análisis de seguridad, particularmente en la aplicación del criterio de redundancia que indica que para líneas se utilizaron registros históricos de fallas o salidas intempestivas de la línea bajo análisis.</p> <p>Por lo anterior, se solicita a la Comisión considerar dentro de su plan de Expansión el proyecto “Nueva Línea Arica-Pukará 66kV” el cual considera la construcción de la línea de aproximadamente 150[m] de longitud con cable</p>	<p>Incorporar al plan de expansión el proyecto Nueva Línea Arica-Puakrá dispuesta en el apartado</p> <p>9 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTO S</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Edelnor en la que solicita incorporar la "Nueva Línea Arica-Pukará " en el presente plan de expansión, se indica lo siguiente:</p> <p>- Esta Comisión, en su ITP, indicó los motivos por los cuales no se incorporó la obra señalada en el presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>9.1. PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p> <p>Nueva Línea Arica – Pukará 66k</p>	<p>subterráneo de Aluminio compactado, aislado con polietileno reculado (XLPE), el cable deberá tener la capacidad de al menos 35 MVA, que conecte la subestación Arica y subestación Pukará; se instalará un paño de línea en 66 kV en la Subestación Pukará y otro paño de línea en 66 kV en la Subestación Arica, ambos en tecnología AIS (Air Insulated Switchgear).</p> <p>El proyecto presenta como principal justificación el abastecimiento de la demanda regulada en condiciones de contingencia, al igual que dar seguridad y confiabilidad al sistema eléctrico zonal (Zonal A).</p> <p>La subestación se encuentra respalda, debido a que está constituida por dos (2) transformadores de poder de 66/13,8kV con capacidad de 21 MVA, sin embargo, esta no presenta respaldo en el nivel de 66 kV, puesto que está constituida por una barra simple conectada mediante una única línea de 2,4 km a la Subestación Parinacota en 66 kV.</p> <p>El proyecto proporcionaría el respaldo necesario en caso de falla de la línea 1x66 kV Parinacota – Pukará, o en caso de falla del único transformador de la subestación Parinacota; igualmente, presenta un respaldo en caso de una falla en la línea Arica –Pozo Almonte, puesto que será posible abastecer la demanda de la S/E CD Arica y subestación Arica a través de la subestación Parinacota.</p> <p>Se debe considerar además que en la subestación Pukará se encuentran conectados Clientes Regulados y Libres que presentan un consumo anual de 160.000 MWh-año, de los cuales aproximadamente 72.400 MWh-año corresponden a consumo de clientes Regulados.</p>	<p>9.1. PROYECTOS NO RECOMENDADOS</p>	<p>- No recibiendo antecedentes adicionales al respecto, se mantiene la conclusión presentada en el ITP.</p> <p>Dado lo anterior, esta Comisión no acoge la observación de la empresa.</p>
03-4	<p>Diferenciación de propietarios en Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT) en apartado 3.1.10 del informe</p>	<p>Según lo establecido en el informe preliminar de expansión 2019, la Comisión ha asignado a TEN el proyecto "Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)" sin embargo a nuestra consideración el proyecto debe separarse en dos obras de ampliación diferentes, en el entendido de que existen dos propietarios involucrados en las instalaciones.TEN efectivamente es propietario de la subestación Cumbre y de toda instalación energizada en 500kV, en tanto toda instalación energizada en 220kV pertenece a DIEGO DE ALMAGRO TRANSMISORA DE ENERGIA (DATE).</p> <p>Es a través del decreto exento 198 del 5 de agosto de 2019 emitido por el Ministerio de Energía, en donde se propone la obra "AMPLIACIÓN EN S/E CUMBRE" correspondiente a la extensión de la plataforma, barras principales y todas las instalaciones comunes del patio de 220 kV de la Subestación Cumbre en configuración interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos de generación de la zona.</p> <p>Entendemos que la Comisión al momento de asignar la ampliación del banco existente de transformadores 500/220 kV de 750 MVA, debió designar a DATE como el propietario de la obra, sin embargo, al momento de reasignar debe tener en cuenta que la descripción según lo encontrado en el informe preliminar dice lo siguiente:</p> <p>"A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV con las mismas</p>	<p>se solicita a la Comisión que separe la propuesta en dos obras y las asigne a los respectivos propietarios de acuerdo al siguiente esquema:</p> <p><b>1) Ampliación de Barra 500kV en S/E Cumbre:</b> Correspondiente a la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV con las mismas características de las barras existentes, para permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores. Asignando a TEN como el propietario de la obra.</p> <p><b>2) Ampliación Banco Transformadores 500k/220kV 750MVA:</b> Correspondiente al aumento de capacidad de la S/E Cumbre, mediante la instalación del segundo banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA de capacidad máxima, con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. En el caso del patio de 220 kV, se utilizará una de las medias diagonales</p>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Edelnor, asociada a la descripción y propiedad de la obra "Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)", esta Comisión concuerda con lo solicitado en términos de separación de la obra correspondiente a la ampliación de la barra en 500 kV en S/E Cumbre de la instalación del segundo banco de autotransformadores 500/220 kV.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la definición de la obra " Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>características de las barras existentes, para permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores. En el caso del patio de 220 kV, se utilizará una de las medias diagonales que quedarán disponibles de la obra "Ampliación en S/E Cumbre", fijada en el Decreto Exento N° 198 de 2019 del Ministerio de Energía (numeral 1.4 del artículo primero)".</p> <p>Es por ello, que se solicita a la Comisión que separe la propuesta en dos obras y las asigne a los respectivos propietarios de acuerdo al siguiente esquema:</p> <p><b>1) Ampliación de Barra 500kV en S/E Cumbre:</b> Correspondiente a la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV con las mismas características de las barras existentes, para permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores. Asignando a TEN como el propietario de la obra.</p> <p><b>2) Ampliación Banco Transformadores 500k/220kV 750MVA:</b> Correspondiente al aumento de capacidad de la S/E Cumbre, mediante la instalación del segundo banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA de capacidad máxima, con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. En el caso del patio de 220 kV, se utilizará una de las medias diagonales que quedarán disponibles de la obra "Ampliación en S/E Cumbre", fijada en el Decreto Exento N° 198 de 2019 del Ministerio de Energía (numeral 1.4 del artículo primero). Asignando a DATE como el propietario de la obra.</p>	<p>Dispuestas en el apartado 3.1.10 del informe.</p>	
03-5	<p>Ampliación Subestación S/E Parinas</p>	<p>Se solicita que la Comisión que al momento de analizar los escenarios de generación futuros tenga a la vista las solicitudes de conexión admitidas en la subestación, las cuales ascienden a aproximadamente 2500 MW dada por los proyectos PE Nolana propiedad de Parque Eólico Nolana SpA de 245 MW, PE Horizonte de propiedad de Colbún S.A. de 684 MW, PF Cosmos de Grenergy Renovables Pacific Limitada de 600 MW, PE Paposo de AES Gener S.S de 250 MW, PE y PF Agua Verde de Andes Mainstream SpA de 400 MW y PF Paposo y PE Cascabel de propiedad de AES Gener S.A de 480 MW. Además de las siguientes solicitudes de conexión rechazadas, que ascienden a aproximadamente 600 MW; PE Caos de propiedad de Grenergy Renovable Pacific Limitada de 300 MW, PE Horizonte II de propiedad de Colbún S.A de 296 MW.</p> <p>El sector aledaño a S/E Parinas se ha convertido paulatinamente en un foco de desarrollo principalmente eólico con alto interés por parte de las empresas por lo cual es crucial un proyecto de aumento de capacidad de transferencia producto de la construcción de nuevas centrales de tipo ERNC aledañas con posibilidad de conectarse.</p> <p>En particular, ENGIE Energía Chile está trabajando en la conexión de casi 550 MW, por los proyectos Eólicos Tal Tal I-II-III-IV, los cuales tienen el siguiente estatus actual:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tal Tal I: Se encuentra en proceso tanto de licitación de terreno con Bienes Nacionales (comenzado en junio 2019) como de elaboración de la Declaración de Impacto Ambiental.</li> <li>Tal Tal II: Se encuentra con la Concesión de Uso Oneroso de terreno adjudicada, así como con los derechos mineros respectivos. Al igual que el Parque Tal Tal I se encuentra en proceso de elaboración de la Declaración de Impacto Ambiental.</li> <li>Tal Tal III y IV: Estos proyectos se encuentran a la espera de la licitación de bienes nacionales de finales de 2020 (Q4), del mismo modo se encuentra en proceso de elaboración de la Declaración de Impacto Ambiental.</li> </ul>	<p>Incorporar dentro del informe en el apartado "3 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional la ampliación de SE Parinas.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Edelnor, en la cual solicita evaluar una ampliación de la la S/E Parinas, es posible indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los derechos de construcción y explotación de la S/E Parinas fueron adjudicados recientemente por el Coordinador a través del proceso de licitación correspondiente.</li> <li>- Dado lo anterior, esta S/E se encuentra en una etapa previa a su ejecución, de modo que resultaría apresurado proponer una obra de ampliación en ella.</li> <li>- Adicionalmente, aquellas empresas que se encuentren interesadas en concretar una solicitud de conexión en dicha instalación, y requieran ampliar la misma para concretar su solicitud, pueden activar un acuerdo con la empresa propietaria de la misma para efectos de concretar una solicitud de obra urgente a través del artículo 102° de la LGSE, el cual les permitiría contar con la obra en plazos más acotados que al hacerlo a través del proceso de planificación centralizada.</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La situación en que se encuentran actualmente los proyectos de generación de ENGIE Energía Chile, establecerían un escenario de operación no contemplado por la Comisión en su informe preliminar, los cuales, sumado a los proyectos de otras empresas, definirían a SE Parinas como una zona de alto interés de generación. Lo anterior podrá traer al sistema menores costos de abastecimiento y aumentar la diversificación de la matriz energética actual en miras de la descarbonización.</p> <p>Posponer la obra propuesta para un próximo plan de expansión traería consigo menores disminuciones respecto de haber ejecutado las obras en el plan de expansión 2019. Asimismo, con la incorporación de este proyecto al plan de expansión se estaría contribuyendo a diseñar un sistema con holguras tal como lo indica la Ley.</p>		
03-6	Normalización en SE Crucero	<p>Mediante la presente, se indica que, desde aproximadamente junio de 2019, el Coordinador Eléctrico solicitó reuniones con ENGIE para analizar la posibilidad de normalizar S/E Crucero a una configuración que cumpla con los estándares de seguridad que manda la NTSyCS para una subestación de su categoría (STN).</p> <p>Ello fue originado después que el Coordinador recibiera varias solicitudes de punto de conexión correspondientes a dos proyectos ERNC. El primero, corresponde al Proyecto Fotovoltaico Pacific Inti 2, de 238MW (ver carta adjunta DE03069-19), el segundo, corresponde al Proyecto Fotovoltaico Alfa Solar, de 150MW (ver carta adjunta DE03529-19).</p> <p>Al respecto, ENGIE elaboró un estudio para identificar las ventajas y desventajas que supone realizar una conversión a las configuraciones Interruptor y Medio y a la de Doble Barra con Doble Interruptor (Se adjunta como Anexo la Ingeniería elaborada). Como conclusión, la configuración que ofrece mejor aprovechamiento de la Subestación y que permite la conversión con más facilidad es la de Doble Barra con Doble Interruptor.</p> <p>El cambio de configuración está pensado de tal forma que pueda ser realizado estando la subestación siempre en servicio, por lo que durante el desarrollo de las Obras convivirán dos topologías, la actual (Barra Principal Seccionada mas Barra de Transferencia) y la propuesta (Doble Barra con Doble Interruptor).</p> <p>Dentro de las nuevas instalaciones comunes que deberían realizarse encontraríamos una nueva sala de SSGG donde se instalarían los nuevos Gabinetes de Control, Protecciones y Medida y Telecomunicaciones. Adicionalmente, se considera la incorporación de al menos un juego de TTPP's cargables de SSAA en Barras.</p> <p>El plazo estimado para la ejecución de esta Obra entendemos que es de 36 meses.</p> <p>A continuación, se adjunta un estudio de CAPEX correspondiente únicamente a la solución de Doble Barra y Doble Interruptor:</p>	<p>Incorporar dentro del informe en el apartado "3 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional" la normalización de SE Crucero considerando que:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Dada la importancia que tiene S/E Crucero, propiedad de ENGIE, en una zona que por la cantidad de proyectos ERNC se puede considerar como Polo de Desarrollo, con el objetivo de garantizar seguridad al Sistema Eléctrico Nacional, se propone la normalización de esta Subestación para cumplir con las exigencias normativas que indica la NTSyCS para instalaciones con categoría Nacional.</li> </ol> <p>En el caso de ser acogida esta petición, el plazo de construcción se solicita que sea de 36 meses.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Edelnor, en relación a la incorporación de una nueva obra de expansión, la que no fue presentada durante la etapa recepción de propuestas para ser analizadas en el presente plan de expansión, y en atención a la complejidad que reviste el análisis de una obra de las características de la propuesta realizada, esta Comisión no incorporará dicha obra en el presente plan de expansión, postergando su análisis técnico y regulatorio para el siguiente proceso de planificación. Lo anterior, teniendo a la vista, además, el hecho de que el Coordinador incorporó una obra en su Propuesta de Expansión 2020 que apunta en el mismo sentido.</p>

04 COLBÚN S.A.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
04-1	N°51.- Tendido del Segundo Circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Lagunas.	<p>De acuerdo con la evaluación económica realizada por la CNE, la obra "Tendido del Segundo Circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Lagunas", en adelante la "Obra", sólo presenta beneficios en uno de los cinco escenarios evaluados. En particular, sólo en el Escenario 2, el cual supone, dentro de otros supuestos, un mayor desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2026, principalmente en base a centrales fotovoltaicas, eólicas y termosolares (31.463 MW en total). Lo anterior, implica un desarrollo solar al norte de la S/E Lagunas de 1.871 MW durante todo el horizonte de evaluación, lo que a su vez, conlleva a una disminución en los costos operacionales del sistema en 272 millones de dólares.</p> <p>Por otro lado, el Escenario 5 considera supuestos similares al Escenario 2 con la diferencia que el mayor desarrollo de las tecnologías ERNC es a partir del año 2020 (29.755 MW en total distribuidos en centrales de tecnologías eólicas, solares, pasada, baterías y de bombeo) lo que se traduce en un desarrollo solar al norte de la S/E Lagunas de 1.886 MW durante todo el horizonte de evaluación, lo que a su vez, conlleva a una disminución en los costos operacionales del sistema en 8 millones de dólares, monto menor que el Escenario 2 aun cuando el Escenario 5 adelante el desarrollo solar en 6 años.</p> <p>Los Escenarios 1, 3 y 4 consideran un desarrollo solar al norte de la S/E Lagunas de 513 MW, 420 MW y 477 MW, respectivamente, con una disminución máxima en los costos operacionales del sistema en 2 millones de dólares.</p> <p>Adicionalmente, de acuerdo al proceso de Acceso Abierto de la Resolución 154 del Ministerio de Energía y en base a comunicaciones públicas entre el Coordinador y Coordinados, se proyectan 749 MW fotovoltaicos al norte de la S/E Lagunas para el año 2024, monto mayor a los considerados por los Escenarios 1, 3 y 4. Por otra parte, el mismo Informe Técnico Preliminar prevé una mayor expansión renovable al norte de dicha subestación, ya que propone 10 nuevas posiciones para la conexión de proyectos (4 en S/E Córdones, y 6 en S/E Nueva Pozo Almonte), lo cual no se condice con el bajo monto de energía solar supuesta en los Escenarios 1, 3 y 4.</p> <p>Luego, considerando lo descrito en los párrafos anteriores, favor indicar qué supuesto genera un aumento en los costos operacionales del sistema entre los Escenarios 2 y 5; y reevaluar los escenarios considerando un mayor aporte de generación solar al norte de la S/E Lagunas dada las ampliaciones de las subestaciones Córdones y Nueva Pozo Almonte.</p>	Incorporar la Obra de Ampliación "Tendido del Segundo Circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Lagunas" al Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Colbún S.A., en la cual se solicita Incorporar la Obra de Ampliación "Tendido del Segundo Circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Lagunas" al Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La obra fue evaluada económicamente (de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución 711/2017 de la Comisión) con motivo del ITP no cumpliendo los requisitos para ser incorporada en el plan de expansión asociado a dicho informe.</li> <li>- Con motivo del presente ITF se realizó nuevamente la evaluación económica de la obra, no presentando beneficios netos en ninguno de los escenarios simulados, de modo que no cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión.</li> <li>- Finalmente, en relación a los desarrollos de generación al norte de Lagunas, se debe indicar que esta Comisión analizó las diferencias entre la resolución exenta N° 227 del 22 de marzo del año 2019 y la resolución exenta N° 38 de enero del año 2020, encontrándose una diferencia entre ambas que no justifica el desarrollo de un análisis de sensibilidad por dicho motivo.</li> </ul>
04-2	N°51.- Tendido del Segundo Circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Lagunas.	El escenario base considerado para la Obra es "CollahuasiBarraCerradaSR+SxQuiParcial+CamCond-KI-ME-QUI+SxSali". Al respecto, favor indicar a qué corresponde la obra "CollaguasiBarraCerradaSR".	Agregar pestaña al Anexo de Evaluación Económica General TxN del ITP donde se expliquen cada una de las obras evaluadas y sus respectivos casos bases.	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Colbún S.A., en la cual se solicita agregar una indicación respecto a cada una de las obras evaluadas y sus respectivos casos bases, se indica que se dejó disponible lo solicitado en la planilla actualizada que contiene las evaluaciones económicas realizadas con motivo del ITF.</p>

# 05 GENERADORA METROPOLITANA

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
05-1	<p>9 Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos.</p> <p>9.1 Proyectos No Recomendados</p> <p>N° 52 - Ampliación Sistema de Transmisión Zonal Aconcagua 110 kV</p>	<p>La operación cerrada del tramo 110 kV Esperanza – Las Vegas debería ser considerada como operación normal de la instalación. Esto se justifica en que teniendo este tramo la capacidad suficiente, contribuye como aporte a la seguridad de la operación de la Zona Quinta Costa como un nuevo punto de inyección.</p> <p>Lo anterior, se encuentra respaldado por la operación actual de la zona en que frente a una falla de Ventanas 2 y/o desconexión de Nueva Renca por falla o mantenimiento, se gatilla el despacho de Centrales diésel como Colmito y/o Los Vientos dependiendo del requerimiento de la zona en el momento.</p> <p>Por otra parte, considerando el plan de descarbonización, con el retiro de ambas Ventanas al 2022, la maniobra operacional de operar abierto el tramo 1x110 kV Esperanza – Las Vegas no es suficiente para cumplir con la seguridad de la zona por lo que resulta necesario el despacho ya sea de Los Vientos o Colmito. Eso se vería solucionado con el Proyecto en cuestión, en particular la “Normalización y aumento de capacidad de la LT 1x110 kV Las Vegas –Esperanza” y “Aumento de capacidad de la LT 2x110 kV Esperanza – Río Aconcagua”, y no se requeriría de generación adicional diésel para mantener la seguridad en la zona.</p> <p>En la siguiente imagen se marcan en azul las obras indicadas que serían requeridas para la operación por seguridad del Sistema Quinta Costa entre las propuestas por Colbún Transmisión.</p> <p><i>Ver imagen del Sistema de Aconcagua en el Anexo 5.1</i></p> <p>Se adjunta como antecedente el Informe del Estudio “Análisis de Despacho Central Los Vientos”, en el cual se aborda el despacho de esta central, la operación de la zona para lo que fue el año 2019, y lo que se proyecta será la operación para los años 2022 y 2024 (años iniciales para el retiro de Ventanas 1 y Ventanas 2). En este estudio se presenta el incumplimiento del criterio N-1 en la zona para los supuestos utilizados, y cómo este criterio se cumple mejorando las condiciones de seguridad en la zona, con las obras mencionadas.</p>	<p>Incluir el proyecto Ampliación Sistema de Transmisión Zonal Aconcagua 110 kV, o al menos las obras de Normalización y aumento de capacidad de la LT 1x110 kV Las Vegas –Esperanza y Aumento de capacidad de la LT 2x110 kV Esperanza – Río Aconcagua.</p> <p>Incorporarlas al Informe en:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Título 4, sección 4.1, Sistema C como un nuevo proyecto 4.1.6.</li> <li>• Título 7, sección 7.5 como un nuevo proyecto 7.5.3.</li> </ul>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Generadora Metropolitana, en la que solicita incluir el proyecto "Ampliación Sistema de Transmisión Zonal Aconcagua 110 kV" o, al menos, las obras de "Normalización y aumento de capacidad de la LT 1x110 kV Las Vegas – Esperanza y Aumento de capacidad de la LT 2x110 kV Esperanza – Río Aconcagua", se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Con motivo del ITP se analizó la zona Aconcagua (comprendida entre las SSEE Las Vegas y Aconcagua), encontrándose que era posible postergar la realización de obras de expansión justificadas en términos de garantizar la suficiencia en el abastecimiento de la demanda de la zona.</li> <li>- En la etapa de observaciones se recibieron observaciones por parte de la empresa Colbún Transmisión S.A., en la cual se realizaron algunas precisiones respecto a las condiciones de demanda con que se desarrollaron los análisis efectuados por esta Comisión, los que fueron considerados.</li> <li>- Por otra parte, el cambio en los resultados de los análisis eléctricos obtenidos al considerar la línea de transmisión 1x110 kV Esperanza - Las Vegas en condición de operación normalmente cerrada, resultan sumamente distintos a los obtenidos en la condición opuesta (línea normalmente abierta). Lo anterior redundo en que se requirió profundizar en ellos para poder concluir al respecto, situación que se logró previo a la emisión del ITF.</li> <li>- Los análisis eléctricos realizados para la zona de Aconcagua, considerando la línea de transmisión 1x110 kV Las Vegas – Esperanza operando en condición normalmente abierta, indican que al año 2025 se requiere reforzar la línea de transmisión 2x110 kV Nueva Panquehue – Tap San Felipe (aproximadamente 16 km), para efectos de entregar suficiencia al abastecimiento de la demanda de la zona bajo análisis.</li> <li>- Por su parte, los análisis eléctricos realizados considerando la línea de transmisión 1x110 kV Esperanza – Las Vegas operando en condición normalmente cerrada, indican que se requeriría reforzar la línea de transmisión 1x110 kV Las Vegas – Esperanza y la línea de transmisión 2x110 kV Esperanza – Río Aconcagua (0,3 y 6 km, respectivamente). Lo anterior para efectos de entregar suficiencia al abastecimiento de la demanda de la zona bajo análisis.</li> </ul> <p>Dado lo anterior, se opta por incorporar los proyectos "Aumento de capacidad línea 1x110 kV Las Vegas –Esperanza" y "Aumento de capacidad de la LT 2x110 kV Esperanza – Río Aconcagua" en el presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
05-2	<p>10.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E FRONTERA Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – ENCUENTRO</p> <p>10.1.3.2 Instalaciones a realizar</p>	<p>GM Holdings S.A. (GMH) mediante su filial GM Renewables Holdings S.A. (GMR) ha solicitado tramitar la conexión de su proyecto Sol del Loa a través de lo estipulado en el artículo 102° de la LGSE. El proyecto de conexión solicitado por GMR consiste en una diagonal, donde uno de los paños se utilizará para la conexión de la línea de transmisión 1x220 kV que unirá la central al Sistema Eléctrico Nacional. La tramitación del proyecto mediante el artículo 102° se encuentra en espera de la aprobación por parte de la CNE, pero ya cuenta con la recomendación por parte del Coordinado Eléctrico Nacional (CEN) la cual fue comunicada a la Comisión mediante su carta DE00164-20 de fecha 15 de enero.</p> <p>La carta antes mencionada considera la siguiente disposición:</p> <p><i>Ver diagrama unilineal en el Anexo 5.2</i></p> <p>Ante lo anterior, GMH y GMR necesita una precisión de este proyecto respecto de si la ampliación que considera la ampliación de las barras de la subestación Frontera en 5 diagonales, 2 de las cuales serán usadas para el seccionamiento proyectado, serían adicionales a la diagonal promovida mediante el artículo 102°; o si estas 5 diagonales consideran dentro del dimensionamiento, aquella promovida por GMR.</p>	<p>Solicitamos por favor precisar si las 5 diagonales propuestas son adicionales al proyecto propuesto por GMR tramitado mediante el artículo 102°, el cual ya ha sido recomendación por el Coordinador Eléctrico Nacional mediante carta DE00164-20 de fecha 15 de enero de 2020; o bien corregir el proyecto de expansión planteado en este Informe, en las secciones 3.1.3 (y subsecciones) y 10.1.3 (y subsecciones), considerando <b>4 diagonales adicionales</b>, ajustando su valor y tiempo de desarrollo, teniendo en cuenta la diagonal para la posición de la línea de transmisión de 1x220 kV para la conexión de la Central Sol del Loa tramitada mediante artículo 102°.</p>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Generadora Metropolitana, asociada a la consideración de la obra presentada mediante el artículo 102° de la Ley en S/E Frontera, esta Comisión concuerda con lo solicitado e incluirá en la definición de la obra una condición que permita la ejecución de la obra propuesta en el presenta plan de expansión y la obra urgente presentada a la Comisión, según corresponda.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la definición de la obra "Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>

# 06 SAESA

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																				
06-1	<p>3 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional; Título 3.1 Obras de Ampliación; Tabla 1.</p>	<p>En la Tabla 1 de la página 14 se presenta las obras de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional, donde aparece el proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEAS 2X220 KV FRONTERA – MARÍA ELENA Y 2X220 KV MARÍA ELENA – KIMAL” con empresa propietaria Transelec S.A. como se muestra en la siguiente tabla.</p> <p>Tabla 1: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional (Extracto)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>N°</th> <th>Proyecto</th> <th>Plazo Constructivo meses</th> <th>V.J. Referencial millones de USD</th> <th>C.O.M.A. Referencial miles de USD</th> <th>Propietario</th> <th>Ejecución</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>Ampliación en S/E Cóndores 220 kV (2BP+BT)</td> <td>18</td> <td>1,37</td> <td>21,96</td> <td>Transemel S.A.</td> <td>Obligatoria</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV (IM)</td> <td>18</td> <td>0,83</td> <td>13,24</td> <td>Consorcio Red Eléctrica - Cobra</td> <td>Obligatoria</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro</td> <td>30</td> <td>9,93</td> <td>158,80</td> <td>Transelec S.A.</td> <td>Obligatoria</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal</td> <td>36</td> <td>18,24</td> <td>291,89</td> <td>Transelec S.A.</td> <td>Obligatoria</td> </tr> </tbody> </table> <p>Sin embargo, en el Punto 3.1.4.1 (Descripción general y ubicación de la obra) se indica que el proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea de transmisión 2x220 kV María Elena – Kimal, de aproximadamente 17 km de longitud, que es propiedad de cuatro empresas, SATT S.A. (≈ 7 Km), Transelec S.A. (≈ 7 Km), KELTI S.A. y ZALDIVAR TRANSMISIÓN S.A. (≈ 3 Km), como se muestra en la Tabla 1 y Figura 1 con los tramos y secciones de tramos del ANIT del proyecto Ampliación SE KIMAL.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>ID TRAMO</th> <th>NOMBRE TRAMO</th> <th>ID SECCIÓN TRAMO</th> <th>PROPIETARIO SECCIÓN TRAMO</th> <th>NOMBRE SECCIÓN TRAMO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">4468</td> <td rowspan="4">MARÍA ELENA - KIMAL KV C1</td> <td>3065</td> <td>TRANSELEC</td> <td>MARÍA ELENA - EST. N°3 220 KV C1</td> </tr> <tr> <td>3066</td> <td>TRANSELEC</td> <td>EST N°3 - EST. N°4 220 KV C1</td> </tr> <tr> <td>3064</td> <td>KELTI S.A.</td> <td>EST. N°4 - EST. L1A 220 KV C1</td> </tr> <tr> <td>3148</td> <td>SATT</td> <td>EST. L1A - KIMAL 220 KV C1</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">4460</td> <td rowspan="4">MARÍA ELENA - KIMAL KV C2</td> <td>3061</td> <td>TRANSELEC</td> <td>MARÍA ELENA - EST. N°3 220 KV C2</td> </tr> <tr> <td>3062</td> <td>TRANSELEC</td> <td>EST N°3 - EST. N°4 220 KV C2</td> </tr> <tr> <td>3068</td> <td>ZALDIVAR TRANSMISIÓN S.A.</td> <td>EST. N°4 - EST. L1B 220 KV C2</td> </tr> <tr> <td>3147</td> <td>SATT</td> <td>EST. L1B - KIMAL 220 KV C2</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla 1: Tramos y Secciones de Tramos.</p> <p>Ver diagrama tramos y Secciones de Tramos en el Anexo 6.1</p> <p>Además, en el punto 10.1.4.2 (Instalaciones a realizar) se habla de las siguientes consideraciones para el proyecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se mantiene trazado actual y franja de seguridad existentes.</li> <li>• Se mantienen los vértices establecidos.</li> </ul> <p>De esta manera, se entiende que el proyecto de ampliación afecta a las cuatro empresas, por lo tanto, se debe considerar a Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. dentro de los propietarios del proyecto.</p> <p>Se adjunta archivo “ANIT - 234 V.7.2.pdf” que contiene el último ANIT del proyecto que describe las secciones tramos y la propiedad según IT del proyecto Ampliación Kimal.</p>	N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.J. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución	1	Ampliación en S/E Cóndores 220 kV (2BP+BT)	18	1,37	21,96	Transemel S.A.	Obligatoria	2	Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV (IM)	18	0,83	13,24	Consorcio Red Eléctrica - Cobra	Obligatoria	3	Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro	30	9,93	158,80	Transelec S.A.	Obligatoria	4	Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal	36	18,24	291,89	Transelec S.A.	Obligatoria	ID TRAMO	NOMBRE TRAMO	ID SECCIÓN TRAMO	PROPIETARIO SECCIÓN TRAMO	NOMBRE SECCIÓN TRAMO	4468	MARÍA ELENA - KIMAL KV C1	3065	TRANSELEC	MARÍA ELENA - EST. N°3 220 KV C1	3066	TRANSELEC	EST N°3 - EST. N°4 220 KV C1	3064	KELTI S.A.	EST. N°4 - EST. L1A 220 KV C1	3148	SATT	EST. L1A - KIMAL 220 KV C1	4460	MARÍA ELENA - KIMAL KV C2	3061	TRANSELEC	MARÍA ELENA - EST. N°3 220 KV C2	3062	TRANSELEC	EST N°3 - EST. N°4 220 KV C2	3068	ZALDIVAR TRANSMISIÓN S.A.	EST. N°4 - EST. L1B 220 KV C2	3147	SATT	EST. L1B - KIMAL 220 KV C2	<p>Se propone considerar dentro de los propietarios a Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. en el proyecto “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEAS 2X220 KV FRONTERA – MARÍA ELENA Y 2X220 KV MARÍA ELENA – KIMAL” presente en la Tabla 1 con las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional, considerando lo expuesto anteriormente.</p> <p>Se adjunta archivo “ANIT - 234 V.7.2.pdf” que contiene el último ANIT del proyecto que describe las secciones tramos y la propiedad según IT del proyecto Ampliación Kimal.</p>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a la consideración de todos los propietarios de los tramos de las líneas intervenidas por la obra “Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal”, esta Comisión concuerda con lo solicitado e incluirá en la Tabla 1 los propietarios que corresponda.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la propiedad de la obra " Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal " en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.J. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución																																																																		
1	Ampliación en S/E Cóndores 220 kV (2BP+BT)	18	1,37	21,96	Transemel S.A.	Obligatoria																																																																		
2	Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV (IM)	18	0,83	13,24	Consorcio Red Eléctrica - Cobra	Obligatoria																																																																		
3	Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro	30	9,93	158,80	Transelec S.A.	Obligatoria																																																																		
4	Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal	36	18,24	291,89	Transelec S.A.	Obligatoria																																																																		
ID TRAMO	NOMBRE TRAMO	ID SECCIÓN TRAMO	PROPIETARIO SECCIÓN TRAMO	NOMBRE SECCIÓN TRAMO																																																																				
4468	MARÍA ELENA - KIMAL KV C1	3065	TRANSELEC	MARÍA ELENA - EST. N°3 220 KV C1																																																																				
		3066	TRANSELEC	EST N°3 - EST. N°4 220 KV C1																																																																				
		3064	KELTI S.A.	EST. N°4 - EST. L1A 220 KV C1																																																																				
		3148	SATT	EST. L1A - KIMAL 220 KV C1																																																																				
4460	MARÍA ELENA - KIMAL KV C2	3061	TRANSELEC	MARÍA ELENA - EST. N°3 220 KV C2																																																																				
		3062	TRANSELEC	EST N°3 - EST. N°4 220 KV C2																																																																				
		3068	ZALDIVAR TRANSMISIÓN S.A.	EST. N°4 - EST. L1B 220 KV C2																																																																				
		3147	SATT	EST. L1B - KIMAL 220 KV C2																																																																				

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																										
06-2	3 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional; Título 3.1 Obras de Ampliación; Tabla 1.	<p>En la Tabla 1 de la página 15 se presenta las obras de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional, donde aparece el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E CHILOÉ Y TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV NUEVA ANCUD – CHILOÉ” con empresa propietaria Transelec S.A. como se muestra en la siguiente tabla.</p> <p>Tabla 1: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional (Extracto)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>N°</th> <th>Proyecto</th> <th>Plazo Constructivo meses</th> <th>V.I. Referencial millones de USD</th> <th>C.O.M.A. Referencial miles de USD</th> <th>Propietario</th> <th>Ejecución</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>21</td> <td>Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM)</td> <td>18</td> <td>0,61</td> <td>9,84</td> <td>Engie Energía Chile S.A.</td> <td>Obligatoria</td> </tr> <tr> <td>22</td> <td>Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco</td> <td>30</td> <td>4,72</td> <td>75,58</td> <td>Colbún Transmisión S.A.</td> <td>Obligatoria</td> </tr> <tr> <td>23</td> <td>Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)</td> <td>18</td> <td>0,69</td> <td>11,12</td> <td>Transelec S.A.</td> <td>Obligatoria</td> </tr> <tr> <td>24</td> <td>Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)</td> <td>18</td> <td>0,46</td> <td>7,29</td> <td>Transelec S.A.</td> <td>Obligatoria</td> </tr> <tr> <td>25</td> <td>Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé</td> <td>30</td> <td>6,71</td> <td>107,41</td> <td>Transelec S.A.</td> <td>Obligatoria</td> </tr> </tbody> </table> <p>Sin embargo, en el Punto 3.1.25.1 (Descripción general y ubicación de la obra) se indica que el proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Chiloé, que actualmente es propiedad de STS S.A.</p> <p>Además, el proyecto considera el tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé, de aproximadamente 20 km de longitud, que también es de propiedad de STS S.A. tal como que se indica en el Punto 10.1.25.1 (Situación existente), donde se menciona que la línea es de propiedad de STS S.A. y que solo el tramo correspondiente al cruce del canal de Chacao es de propiedad de Transelec S.A. como se muestra en la cita: “...actualmente, en la zona se encuentra construida, en torres de doble circuito, la Línea 2x220 kV Melipulli – Chiloé, de propiedad de STS S.A., a excepción del tramo comprendido por el cruce del canal de Chacao (entre las estructuras Punta Barranco y Punta San Gallán), cuyo propietario es Transelec S.A.”</p> <p>Considerando lo anterior, la propiedad del proyecto debe ser corregida y otorgada a STS S.A. debido a que las estructuras que interviene el proyecto junto a la SE Chiloé son de propiedad de STS.</p>	N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución	21	Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM)	18	0,61	9,84	Engie Energía Chile S.A.	Obligatoria	22	Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	30	4,72	75,58	Colbún Transmisión S.A.	Obligatoria	23	Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)	18	0,69	11,12	Transelec S.A.	Obligatoria	24	Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)	18	0,46	7,29	Transelec S.A.	Obligatoria	25	Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé	30	6,71	107,41	Transelec S.A.	Obligatoria	<p>Se propone cambiar el propietario del proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E CHILOÉ Y TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV NUEVA ANCUD – CHILOÉ” a Sistema de Transmisión del Sur S.A., presente en la Tabla 1 con las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional, considerando lo expuesto anteriormente.</p>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a la propiedad de la obra "Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé”, esta Comisión concuerda con lo solicitado por lo que realizará las correcciones necesarias en el Informe.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en el propietario de la Tabla 1 asociada a la obra " Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé " en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución																																								
21	Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM)	18	0,61	9,84	Engie Energía Chile S.A.	Obligatoria																																								
22	Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	30	4,72	75,58	Colbún Transmisión S.A.	Obligatoria																																								
23	Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)	18	0,69	11,12	Transelec S.A.	Obligatoria																																								
24	Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)	18	0,46	7,29	Transelec S.A.	Obligatoria																																								
25	Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé	30	6,71	107,41	Transelec S.A.	Obligatoria																																								
06-3	Título 3, Numeral 3.1, Tabla 1, ítem 25, Pág 15.	<p>Proyecto Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud-Chiloé:</p> <p>Se indica un VI referencial para el Proyecto de MMUSD 6.71. Sin embargo, la estimación del costo del proyecto incluida en la Propuesta con el alcance presentado por SAESA es de MMUSD 16.82. Dado que el alcance considerado en el proyecto recomendado en el ITP es menor que lo propuesto por SAESA, al ajustar la estimación de SAESA a este alcance reducido, el costo de inversión alcanza a los MMUSD 12.84. Este valor es mucho más alto que lo estipulado en el ITP por lo que SAESA volvió a revisar su estimación, llegando al mismo valor indicado, esto es, MMUSD 12.84.</p>	<p>Se propone considerar un VI referencial para el proyecto de MMUSD 12.84.</p> <p>Se adjunta archivo C“Análisis VI Ref Proy Nueva Ancud-Chiloé 2x220 kV.xlsx” con cuadro comparativo de VI CNE respecto de estimaciones de STS para el conjunto de las tres obras, esto es, Paño en SE Nueva</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a la valorización de la obra “Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé”, esta Comisión concuerda con que el VI es reducido por lo que se actualizará dicho valor de acuerdo a los criterios e ingeniería conceptual desarrollados en el contexto del presente plan de expansión.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión</p>																																										

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			Ancud, Tendido segundo circuito Línea Nueva Ancud-Chiloé y Paño en SE Chiloé.	hará una modificación en el valor de inversión referencial de la obra "Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé " en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.
06-4	10.1 Obras del Sistema de Transmisión Nacional; Título 10.1.25 Ampliación en S/E Chiloé y tendido segundo circuito línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé.	<p>En el punto 10.1.25.2 (Instalaciones a realizar) se indica las obras que considera el proyecto propuesto "AMPLIACIÓN EN S/E CHILOÉ Y TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV NUEVA ANCUD – CHILOÉ". Para la ampliación de la S/E Chiloé se especifica que se deben ejecutar la construcción de plataforma de patios. Igual que en el caso anterior, en el punto 10.1.25.4 (Listado de equipos y estructuras principales) también se habla de la construcción de la plataforma en S/E Chiloé para la ampliación del patio de 220 kV, por lo que se debe corregir los alcances del proyecto debido a que la plataforma ya se encuentra construida por el PROYECTO CHILOÉ – GAMBOA fijado en el Decreto Exento N° 418 de 2017 del Ministerio de Energía.</p> <p>Considerando lo anterior, se propone quitar del alcance del proyecto, la construcción de plataforma de patios en la S/E Chiloé.</p>	Se propone quitar del alcance del proyecto (en los puntos 10.1.25.2 y 10.1.25.4) la construcción de la plataforma en la S/E Chiloé para la ampliación del patio de 220 kV.	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al alcance de la obra "Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé", esta Comisión concuerda con lo solicitado por lo que se realizarán las correcciones necesarias en el Informe.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción, ingeniería conceptual y valorización de la obra "Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
06-5	Título 4.1, Sistema F, Numeral 4.1.1.1, Pág 73. Título 7.7, numeral 7.7.30, pág.177, Título 10.2, numeral 10.2.30.2, pág. 439, y numeral 10.2.30.4, Tabla 167, pág. 441	<p>Proyecto Ampliación en S/E Los Tambores:</p> <p>En el primer párrafo se indica "...transformador 66/13,2 kV, 16 MVA ...". Sin embargo, es posible que la red de distribución que se conectará a este transformador migre de 13.2 a 23 kV en el futuro, en cuyo caso el equipo constituiría una limitación y tendría que cambiarse porque su secundario sería de 13.2 kV. Cabe señalar que la barra de MT en celdas ya está definida con estándar 23 kV.</p>	<p>Se propone modificar el texto en los numerales señalados para que quede como sigue:</p> <p>"...transformador 66/23-13,2 kV, 16 MVA...".</p>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al alcance de la obra "Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT)", esta Comisión concuerda con lo solicitado por lo que se realizarán las correcciones necesarias en el Informe.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción, ingeniería conceptual y valorización de la obra "Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
06-6	Título 4.1, Numeral 4.1.1.1, Pág 73. Título 10.2, numeral 10.2.30.1, pág. 437.	<p>Proyecto Ampliación en S/E Los Tambores:</p> <p>En ambos puntos se indica que el patio de 66 kV de la subestación tiene configuración de Barra Principal más Barra de Transferencia. Sin embargo, la configuración de la barra de 66 kV es Barra Simple.</p>	Se propone modificar ambos textos para que se refleje que la configuración de la barra de 66 kV es Barra Simple.	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a la configuración de barras de la subestación Los Tambores indicada para la obra "Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT)", esta Comisión concuerda con lo solicitado por lo que se realizarán las correcciones necesarias en el Informe.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción, ingeniería conceptual y valorización de la obra "Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.
06-7	Título 4.1, Sistema F, Numeral 4.1.1, Páginas 72 y 73. Título 7, numeral 7.7.30, pág. 177, Título 8, numeral 8.6, Tabla 60, pág. 196.	<p>Proyecto Ampliación en S/E Los Tambores:</p> <p>Al incorporarse este proyecto en el plan, se dispondrá de dos transformadores en operación en la subestación. Sin embargo, se mantendrá la condición de vulnerabilidad de la alimentación actual en 66 kV ante falla de la línea 66 kV Pilauco – Los Tambores – La Unión (Remehue – Los Tambores – La Unión a futuro). Para fallas en cualquiera de los tramos de esta línea, aunque sean momentáneas, la subestación sale de servicio y se pierde la totalidad del suministro. Con la pronta entrada en operación de las subestaciones Llollehue y Remehue, se dispondrá de capacidad para alimentar la subestación Los Tambores desde ambos extremos, por lo que la posibilidad de contar con Interruptores para el despeje selectivo de fallas hacia uno u otro lado de la subestación permitiría mantener el suministro ante fallas en uno de los tramos de línea.</p> <p>Se adjunta carpeta "03_Ampliación SE Los Tambores" con los antecedentes de respaldo en el link entregado en la carta conductora.</p>	<p>Se propone modificar el alcance de este proyecto incluyendo el seccionamiento efectivo de la línea mediante la habilitación de paños de línea con Interruptor hacia ambos lados de la línea.</p> <p>Consecuentemente, se propone modificar también el VI referencial de USD 2.617.282 a USD 4.341.758. Se adjunta, ficha actualizada del proyecto con alcance ampliado, incluyendo antecedentes de respaldo.</p>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al nivel de confiabilidad de la subestación Los Tambores indicada para la obra "Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT)", esta Comisión concuerda con lo solicitado por lo que se realizarán las correcciones necesarias en el Informe.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción, ingeniería conceptual y valorización de la obra "Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
06-8	Título 10.2, numeral 10.2.30.2, pág. 440	<p>Proyecto Ampliación en S/E Los Tambores:</p> <p>En punto 5 se indica "...Construcción de canalizaciones para las conexiones de alta tensión (66 kV) y media tensión (23 kV)..."</p>	<p>Se propone modificar texto para que quede como sigue "...Construcción de canalizaciones para las conexiones de control en patios de alta tensión (66 kV) y media tensión (23 kV)..."</p>	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a las instalaciones a realizar indicadas en la ingeniería conceptual de la obra "Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT)", esta Comisión debe señalar que la frase propuesta en el Informe establece de manera más general que se deberán incluir todas las canalizaciones que se requieran para las conexión en AT y MT, incluyendo lo solicitado por la empresa en su observación. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificación en la ingeniería conceptual de la obra "Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
06-9	Título 4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN, 4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E ALTO BONITO (NTR ATMT). 4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra	<p>En el punto 4.1.2.1 (Descripción general y ubicación de la obra) se indica que el proyecto AMPLIACIÓN EN S/E ALTO BONITO (NTR ATMT) “considera la construcción de una nueva sección de barra en 23 kV, en configuración barra principal y barra transferencia, contemplándose un paño seccionador, un paño de transferencia y un paño para alimentador”, según se observa en la Figura 191 del punto 10.2.31.2 (Instalaciones a realizar).</p> <p><i>Ver diagrama de planta con propuesta de ampliación en S/E Alto Bonito en el Anexo 6.2</i></p> <p>Sin embargo, según el plan de desarrollo de la red de distribución de la zona de Alto Bonito, actualizado a enero 2020 y compartido por la empresa distribuidora SAESA (Adjunto en PPT), se necesitan 2 alimentadores para abastecer la zona, por lo que se solicita modificar la descripción del proyecto tanto en el punto 4.1.2.1 como en el punto 10.2.31.2 de tal modo que el proyecto considere construir dos paños para alimentadores. De esta forma, la descripción del proyecto y la Figura 191 quedan de la siguiente manera:</p> <p>“Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra en 23 kV, en configuración barra principal y barra transferencia, contemplándose un paño seccionador, un paño de transferencia y dos paños para alimentadores.”</p> <p><i>Ver diagrama de planta con propuesta de ampliación en S/E Alto Bonito en el Anexo 6.3</i></p>	Se propone cambiar los alcances del proyecto (puntos 4.1.2.1 y 10.2.31.2) de tal modo de considerar la construcción de un total de dos nuevos paños de alimentadores según el plan de desarrollo de la empresa distribuidora SAESA actualizado a enero 2020. Se Adjunta PPT “Desarrollo SEP Alto Bonito” con el plan de desarrollo indicado por la empresa distribuidora y su PPT Anexa “Anexo - Diagnostico Alimentadores 2018 - 2024 SEP ALTO BONITO y entorno”	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al alcance de la obra "Ampliación en S/E Alto Bonito (NTR ATMT)", esta Comisión considera adecuado el plan de desarrollo de la zona para el abastecimiento de clientes regulados.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción, ingeniería conceptual y valorización de la obra " Ampliación en S/E Alto Bonito (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
06-10	Título 7.7 PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA 7.7.31 AMPLIACIÓN EN S/E ALTO BONITO	<p>Proyecto AMPLIACIÓN EN S/E ALTO BONITO:</p> <p>En el numeral 7.7.31 (AMPLIACIÓN EN S/E ALTO BONITO), pagina 178, párrafo 3 se indica “...la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/23 kV de, a lo menos, 30 MVA de capacidad en la S/E Alto Bonito.”, sin embargo, los niveles de tensión de esta subestación son de 110 y 23 kV.</p>	Se propone modificar texto antes citado para que quede como sigue “...la instalación de una nueva unidad de transformación de 110/23 kV de, a lo menos, 30 MVA de capacidad en la S/E Alto Bonito.”	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Saesa, en la cual solicita modificar un texto dentro del numeral 7.7.31 (Ampliación S/E Alto Bonito), esta Comisión identificó esto como un error de transcripción, por lo que será corregido en el ITF.</p>
06-11	Título 10.2 OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL 10.2.31 AMPLIACIÓN EN S/E ALTO BONITO (NTR ATMT)	<p>Proyecto AMPLIACIÓN EN S/E ALTO BONITO:</p> <p>En el numeral 10.2.31.2 (Instalaciones a realizar), pagina 445, punto 4 se indica “...Construcción de canalizaciones para las conexiones de alta tensión (66 kV) y media tensión (23 kV)...”</p>	Se propone modificar texto antes citado para que quede como sigue “...Construcción de canalizaciones para las conexiones de control en patios de alta tensión (110 kV) y media tensión (23 kV)...”	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a las instalaciones a realizar indicadas en la ingeniería conceptual de la obra "Ampliación en S/E Alto Bonito (NTR ATMT)", esta Comisión concuerda con lo solicitado por lo que se realizarán las correcciones necesarias en el Informe.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará la modificación en la ingeniería conceptual de la obra "Ampliación en S/E Alto Bonito (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
06-12	<p>Título 4.1, Sistema F, Numeral 4.1.3, Pág. 75. Título 7, numeral 7.7.29, pág. 177, Título 10, numeral 10.2.32</p>	<p>Título 4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra se ajusta a lo presentado por Saesa en abril de 2019 y satisface la necesidad por suficiencia. Sin embargo, en título 7.7.29 donde dice "...de transformación de 66/23 kV de, a lo menos, 16 MVA de capacidad en la S/E Castro." se debe corregir puesto que las tensiones en dicha subestación son 110 kV (AT) y 23 kV (MT). Además, en el título 10.2.32.2 no se ajusta a la propuesta de iniciativa de Tx presentada por Saesa en abril de 2019; revisión alcances subestación estado actual y proyectado.</p>	<p>Se propone en título 7.7.29, párrafo tercero, la siguiente redacción: "...de transformación de 110/23 kV de, a lo menos, 16 MVA de capacidad en la S/E Castro."</p> <p>Además, se solicita revisar alcances subestación estado actual y proyectado según información entregada por Saesa en abril de 2019.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Saesa, en la cual solicita modificar un texto dentro del numeral 7.7.29 (Ampliación S/E Castro), esta Comisión identificó esto como un error de transcripción, por lo que será corregido en el ITF.</p>
06-13	<p>Título 6.4 Análisis Efectuados en el Proceso de Planificación, 6.4.1 Análisis Preliminar.</p>	<p>Del Análisis Preliminar en el documento del Informe Técnico Preliminar básicamente se plantea lo mismo que aparece en la Resolución N°711, con la salvedad que se transparenta que se utiliza para el diagnóstico y simulaciones los softwares OSE2000 y PowerFactory. Por lo tanto, en base a lo contenido en el informe y a la información proporcionada en los anexos es imposible seguir la metodología utilizada por la CNE en aspectos tales como: consideraciones de demanda base (promedio y máxima) y las respectivas proyecciones, tasas de crecimiento para demandas vista desde las subestaciones primarias, registros históricos de falla de líneas de transmisión para las evaluaciones de ENS a CFCD, entre otros aspectos.</p> <p>Tampoco queda claro del Proceso de Análisis Preliminar, la clasificación realizada por la CNE de las iniciativas que por su naturaleza se requieren por seguridad y no tienen relación directa con las necesidades de abastecimiento de la demanda y por lo tanto no se someten al análisis de suficiencia.</p>	<p>Presentar de manera clara y ordenada la información o datos de entrada para los análisis y evaluaciones de la etapa de análisis preliminar, principalmente para que exista trazabilidad del procedimiento llevado a cabo por la Comisión para determinar las necesidades del Sistema de Transmisión (diagnóstico) y en consecuencia las respectivas soluciones. Se sugiere tomar como referencia el formato y metodología de presentación de información utilizado por el Coordinador en su Informe de Diagnóstico del Sistema de Transmisión asociado a su Propuesta de Expansión 2020.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la empresa Saesa, en la que solicita mejorar la forma en que se entrega la información relativa al desarrollo de la etapa de análisis preliminar, esta Comisión ha dejado disponible como anexos a este ITF la información de demanda horaria correspondiente al año base, así como sus respectivas tasas de crecimiento anual (ambas con detalle por barra). Adicionalmente se han dejado disponibles los resultados del diagnóstico de transformadores AT/MT, así como una breve descripción de la metodología utilizada para el análisis de seguridad mediante CFCD, la cual sirve como complemento a las planillas que contienen dicho análisis de seguridad.</p>
06-14	<p>Título 6.4 Análisis Efectuados en el Proceso de Planificación, 6.4.2 Análisis de Suficiencia de los Sistemas de Transmisión</p>	<p>El análisis por suficiencia no se observa en el informe ni tampoco en los anexos, por lo tanto no es posible saber qué información de demanda se utilizó para determinar demanda máxima local vista desde las subestaciones primarias, no se observa la demanda máxima considerada ni tampoco la proyección de demanda con el cruce con la potencia máxima ONAF de los transformadores AT/MT con el fin de determinar el año en que no se cumple la holgura del 10% establecida en la Resolución N° 711.</p>	<p>Se solicita explicación detallada de la metodología concreta utilizada por la Comisión para el análisis de suficiencia con los respectivos datos base para el análisis, se recomienda formato de presentación de proyecciones de demanda de transformadores AT/MT utilizada</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Saesa en la que solicita una explicación detallada de la metodología utilizada para el análisis de suficiencia, esta Comisión indica que se agregó como anexo la presentación de la metodología utilizada para la elaboración del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2019, la misma presentación</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Tampoco se observa en el análisis por suficiencia de manera explícita el conjunto de instalaciones que componen cada zona o subsistema de análisis para aspectos de determinación de demanda máxima sistémica y las respectivas demandas coincidentes por zona, esto es relevante al momento de tratar de replicar la metodología.	<p>por el Coordinador en su Informe de Diagnóstico del Sistema de Transmisión asociado a su Propuesta de Expansión 2020.</p> <p>Explicitar la metodología, análisis y consideraciones para la evaluación de obras de expansión por concepto de incorporación de oferta para la mejora de costos de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional.</p>	<p>realizada en las instalaciones del Colegio de Ingenieros el día 8 de enero de 2020. Esta presentación contiene la metodología dedicada al tratamiento previo y caracterización de la demanda horaria para efectos de los análisis de seguridad y suficiencia de los sistemas de transmisión.</p> <p>Adicionalmente, se publica como anexo al Informe Técnico Final del Plan de Expansión de la Transmisión 2019, la demanda horaria por barra para el año base, así como la tasa de crecimiento de dicha demanda para el horizonte de planificación.</p>
06-15	Título 6.4 Análisis Efectuados en el Proceso de Planificación, 6.4.3 Análisis de Seguridad y Resiliencia	Específicamente del análisis de seguridad en el Informe Técnico Preliminar se cita la Resolución N°711, letra a), artículo 19. Lo anterior sin realizar la correspondiente bajada a como la Comisión tomó los lineamientos de la resolución y los aplicó en el presente proceso de Planificación de la Transmisión Año 2019. Por lo tanto, al no existir mayor detalle y antecedentes en el informe y los anexos respectivos, no se tiene claridad de cuál fue el registro de fallas SEC utilizado por la Comisión para la determinación de la tasa de falla de líneas de transmisión. Tampoco se cuenta con un documento con la metodología utilizada por la Comisión para realizar las evaluaciones económicas de ENS a CFCD.	Profundizar y detallar en el Informe Técnico Preliminar la metodología concreta utilizada por la Comisión para realizar el análisis de Seguridad y Resiliencia, pero en particular el de seguridad.	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Saesa, en la cual solicita que esta Comisión entregue mayor detalle de la metodología utilizada para desarrollar el análisis de seguridad y resiliencia, se indica que se dejará disponible un anexo que contiene una explicación de la metodología utilizada para el desarrollo del análisis de seguridad referido.</p>
06-16	6.4.3 Análisis de Seguridad y Resiliencia, Utilización Estadísticas Cigré	<p>Existen diferencias en los valores considerados en los planes pasados y el actual Plan de Expansión 2019 siendo que los estándares Cigré de referencia son los mismos. Específicamente:</p> <p>a) Desconectadores</p>	<p>Transparentar las consideraciones realizadas y formalizar un documento explicativo con la metodología, ya que los valores no pueden cambiar de un Plan de Expansión a Otro considerando que los documentos Cigré siguen siendo los mismos.</p> <p>Se debería considerar como rama de transformación teórica una compuesta por 4 Desconectadores, 2 Interruptores, TC y Transformador de Poder. La probabilidad de falla para los transformadores debe ser en función de potencia nominal, tal cual lo indica el standard IEEE.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Saesa, en la cual solicita que esta Comisión entregue mayor detalle de la metodología utilizada para desarrollar el análisis de seguridad, situación que se abordó en la respuesta a la observación 06-15.</p> <p>Por otra parte, en cuanto a las modificaciones realizadas a las consideraciones utilizadas en el Plan 2018 en relación a las actualmente consideradas, se debe indicar durante la elaboración del ITP se detectó una interpretación errónea del estándar CIGRE utilizado, razón que motivó uno de los cambios señalados por la empresa, específicamente en lo referente a la tasa de falla considerada para los equipos de transformación.</p> <p>Finalmente, en cuanto a la cantidad de equipos y su tipo a considerar en la rama de transformación, esta Comisión acoge lo indicado por Saesa, identificando un error que será subsanado con motivo del ITF.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																																																
		<p><b>Desconectadores</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rated Voltage Class</th> <th>AIS MaF (failures , Total</th> <th>GIS MaF (failures , Total</th> <th>Total año</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>60</td><td>100</td><td>0,07</td><td>0</td><td>0,0146</td><td>0,0001</td></tr> <tr><td>100</td><td>200</td><td>0,29</td><td>0,03</td><td>0,0606</td><td>0,0006</td></tr> <tr><td>200</td><td>300</td><td>0,26</td><td>0,06</td><td>0,0543</td><td>0,0005</td></tr> <tr><td>300</td><td>500</td><td>0,39</td><td>0,25</td><td>0,0815</td><td>0,0008</td></tr> <tr><td>500</td><td>700</td><td>0,21</td><td>0,72</td><td>0,1229</td><td>0,0012</td></tr> <tr><td>700</td><td>-</td><td>2,33</td><td>0</td><td>0,4868</td><td>0,0049</td></tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Failure mode</th> <th>AIS</th> <th>GIS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Does not open</td><td>1299</td><td>130</td></tr> <tr><td>Locking in open</td><td>121</td><td>6</td></tr> <tr><td>Other</td><td>375</td><td>28</td></tr> <tr><td></td><td>1795</td><td>164</td></tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Factor</th> <th>AIS</th> <th>GIS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td></td><td>0,209</td><td>0,171</td></tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"><i>Plan 2018</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rated Voltage Class</th> <th>AIS MaF (failures / 100 DE years)</th> <th>GIS MaF (failures / 100 DE years)</th> <th>Máximo entre AIS y GIS</th> <th>Total año</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>60 &lt;100</td><td>0,0700</td><td>0,0000</td><td>0,0159</td><td>0,000159</td></tr> <tr><td>100 &lt;200</td><td>0,2900</td><td>0,0300</td><td>0,0659</td><td>0,000659</td></tr> <tr><td>200 &lt;300</td><td>0,2600</td><td>0,0600</td><td>0,0591</td><td>0,000591</td></tr> <tr><td>300 &lt;500</td><td>0,3900</td><td>0,2500</td><td>0,0886</td><td>0,000886</td></tr> <tr><td>500 &lt;700</td><td>0,2100</td><td>0,7200</td><td>0,1440</td><td>0,001440</td></tr> <tr><td>700 -</td><td>2,3300</td><td>0,0000</td><td>0,5292</td><td>0,005292</td></tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"><i>Plan 2019</i></p> <p>b) Interruptores</p>	Rated Voltage Class	AIS MaF (failures , Total	GIS MaF (failures , Total	Total año	60	100	0,07	0	0,0146	0,0001	100	200	0,29	0,03	0,0606	0,0006	200	300	0,26	0,06	0,0543	0,0005	300	500	0,39	0,25	0,0815	0,0008	500	700	0,21	0,72	0,1229	0,0012	700	-	2,33	0	0,4868	0,0049	Failure mode	AIS	GIS	Does not open	1299	130	Locking in open	121	6	Other	375	28		1795	164	Factor	AIS	GIS		0,209	0,171	Rated Voltage Class	AIS MaF (failures / 100 DE years)	GIS MaF (failures / 100 DE years)	Máximo entre AIS y GIS	Total año	60 <100	0,0700	0,0000	0,0159	0,000159	100 <200	0,2900	0,0300	0,0659	0,000659	200 <300	0,2600	0,0600	0,0591	0,000591	300 <500	0,3900	0,2500	0,0886	0,000886	500 <700	0,2100	0,7200	0,1440	0,001440	700 -	2,3300	0,0000	0,5292	0,005292		Mayor detalle respecto a los cambios efectuados se encuentra en las mismas planillas en donde se presentan los cálculos.
Rated Voltage Class	AIS MaF (failures , Total	GIS MaF (failures , Total	Total año																																																																																																	
60	100	0,07	0	0,0146	0,0001																																																																																															
100	200	0,29	0,03	0,0606	0,0006																																																																																															
200	300	0,26	0,06	0,0543	0,0005																																																																																															
300	500	0,39	0,25	0,0815	0,0008																																																																																															
500	700	0,21	0,72	0,1229	0,0012																																																																																															
700	-	2,33	0	0,4868	0,0049																																																																																															
Failure mode	AIS	GIS																																																																																																		
Does not open	1299	130																																																																																																		
Locking in open	121	6																																																																																																		
Other	375	28																																																																																																		
	1795	164																																																																																																		
Factor	AIS	GIS																																																																																																		
	0,209	0,171																																																																																																		
Rated Voltage Class	AIS MaF (failures / 100 DE years)	GIS MaF (failures / 100 DE years)	Máximo entre AIS y GIS	Total año																																																																																																
60 <100	0,0700	0,0000	0,0159	0,000159																																																																																																
100 <200	0,2900	0,0300	0,0659	0,000659																																																																																																
200 <300	0,2600	0,0600	0,0591	0,000591																																																																																																
300 <500	0,3900	0,2500	0,0886	0,000886																																																																																																
500 <700	0,2100	0,7200	0,1440	0,001440																																																																																																
700 -	2,3300	0,0000	0,5292	0,005292																																																																																																

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																																																																																																																																																																																												
		<p><b>Interruptores</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rated Voltage Class</th> <th>F&amp;E</th> <th>MaF frequenc</th> <th>Total Año</th> <th>MaF frequency (MaF / 100 CB years)</th> <th>Total Año Ajustado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>60</td><td>100</td><td>0,0042</td><td>0,55</td><td>0,0055</td><td>0,0046</td></tr> <tr><td>100</td><td>200</td><td>0,0089</td><td>0,67</td><td>0,0067</td><td>0,0057</td></tr> <tr><td>200</td><td>300</td><td>0,0259</td><td>1,17</td><td>0,0117</td><td>0,0099</td></tr> <tr><td>300</td><td>500</td><td>0,0332</td><td>2,34</td><td>0,0234</td><td>0,0198</td></tr> <tr><td>500</td><td>700</td><td>0,0183</td><td>2,88</td><td>0,0288</td><td>0,0243</td></tr> <tr><td>700 -</td><td></td><td>0</td><td>4,17</td><td>0,0417</td><td>0,0352</td></tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rated Voltage Class</th> <th>Before</th> <th>1979</th> <th>1983</th> <th>1984</th> <th>1988</th> <th>1989</th> <th>1994</th> <th>1999</th> <th>2004</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>60</td><td>100</td><td>0</td><td>0,36</td><td>0,04</td><td>0,17</td><td>0,04</td><td>0,04</td><td>0,06</td><td>0,55</td></tr> <tr><td>100</td><td>200</td><td>0,44</td><td>0,67</td><td>0,41</td><td>0,19</td><td>0,29</td><td>0,18</td><td>0,1</td><td>0,1</td></tr> <tr><td>200</td><td>300</td><td>1,17</td><td>0,72</td><td>1,09</td><td>0,54</td><td>0,4</td><td>0,58</td><td>0,1</td><td>0,1</td></tr> <tr><td>300</td><td>500</td><td>2,24</td><td>2,34</td><td>1,08</td><td>1,04</td><td>0,71</td><td>0,65</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>500</td><td>700</td><td>0</td><td>2,88</td><td>2,02</td><td>0,95</td><td>0,42</td><td>1,26</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>700</td><td>-</td><td>4,17</td><td>0</td><td>2,38</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Failure mode</th> <th>Live tank</th> <th>GIS 1 phase</th> <th>GIS 3 phase</th> <th>Dead tank</th> <th>TOTAL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Does not close</td><td>20,7</td><td>0,7</td><td>2,4</td><td>4,4</td><td>28,2</td></tr> <tr><td>Does not open on command</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Locking in open</td><td>7</td><td>0,8</td><td>0,2</td><td>0</td><td>25,1</td></tr> <tr><td>Other</td><td>45,9</td><td>8,1</td><td>2,5</td><td>7,3</td><td>46,7</td></tr> <tr><td></td><td>73,6</td><td>9,6</td><td>5,1</td><td>11,7</td><td>100</td></tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Factor</th> <th>0,624</th> <th>0,844</th> <th>0,490</th> <th>0,624</th> <th>0,467</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table> <p><i>Plan 2018</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rated Voltage Class</th> <th>Failure frequencies of CB MaF causing fire / explosions</th> <th>MaF frequency (MaF / 100 CB years)</th> <th>MaF frequency (MaF / 100 CB years) V2</th> <th>MaF - MaF F&amp;E</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>60&lt;100</td><td>0,00042</td><td>0,0055</td><td>0,0035</td><td>0,0034</td></tr> <tr><td>100&lt;200</td><td>0,00089</td><td>0,0067</td><td>0,0042</td><td>0,0041</td></tr> <tr><td>200&lt;300</td><td>0,00259</td><td>0,0117</td><td>0,0074</td><td>0,0071</td></tr> <tr><td>300&lt;500</td><td>0,00332</td><td>0,0234</td><td>0,0147</td><td>0,0144</td></tr> <tr><td>500&lt;700</td><td>0,00183</td><td>0,0288</td><td>0,0181</td><td>0,0179</td></tr> <tr><td>700 -</td><td>0</td><td>0,0417</td><td>0,0262</td><td>0,0262</td></tr> </tbody> </table> <p><i>Plan 2019</i></p> <p>c) TC</p> <p><b>Transformador de medida</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rated Voltage Class</th> <th>F&amp;E (per 100)</th> <th>MaF frequenc</th> <th>Total</th> <th>Total año</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>60</td><td>100</td><td>0,0103</td><td>0,0421</td><td>0,0524</td><td>0,0005</td></tr> <tr><td>100</td><td>200</td><td>0,0329</td><td>0,2366</td><td>0,2695</td><td>0,0027</td></tr> <tr><td>200</td><td>300</td><td>0,0738</td><td>0,4672</td><td>0,541</td><td>0,0054</td></tr> <tr><td>300</td><td>500</td><td>0,0281</td><td>0,2974</td><td>0,3255</td><td>0,0033</td></tr> <tr><td>500</td><td>700</td><td>0</td><td>0,199</td><td>0,199</td><td>0,0020</td></tr> <tr><td>700 -</td><td></td><td>1,5625</td><td>4,6875</td><td>6,25</td><td>0,0625</td></tr> </tbody> </table> <p><i>Plan 2018</i></p>	Rated Voltage Class	F&E	MaF frequenc	Total Año	MaF frequency (MaF / 100 CB years)	Total Año Ajustado	60	100	0,0042	0,55	0,0055	0,0046	100	200	0,0089	0,67	0,0067	0,0057	200	300	0,0259	1,17	0,0117	0,0099	300	500	0,0332	2,34	0,0234	0,0198	500	700	0,0183	2,88	0,0288	0,0243	700 -		0	4,17	0,0417	0,0352	Rated Voltage Class	Before	1979	1983	1984	1988	1989	1994	1999	2004	60	100	0	0,36	0,04	0,17	0,04	0,04	0,06	0,55	100	200	0,44	0,67	0,41	0,19	0,29	0,18	0,1	0,1	200	300	1,17	0,72	1,09	0,54	0,4	0,58	0,1	0,1	300	500	2,24	2,34	1,08	1,04	0,71	0,65	0	0	500	700	0	2,88	2,02	0,95	0,42	1,26	0	0	700	-	4,17	0	2,38	0	0	0	0	0	Failure mode	Live tank	GIS 1 phase	GIS 3 phase	Dead tank	TOTAL	Does not close	20,7	0,7	2,4	4,4	28,2	Does not open on command						Locking in open	7	0,8	0,2	0	25,1	Other	45,9	8,1	2,5	7,3	46,7		73,6	9,6	5,1	11,7	100	Factor	0,624	0,844	0,490	0,624	0,467							Rated Voltage Class	Failure frequencies of CB MaF causing fire / explosions	MaF frequency (MaF / 100 CB years)	MaF frequency (MaF / 100 CB years) V2	MaF - MaF F&E	60<100	0,00042	0,0055	0,0035	0,0034	100<200	0,00089	0,0067	0,0042	0,0041	200<300	0,00259	0,0117	0,0074	0,0071	300<500	0,00332	0,0234	0,0147	0,0144	500<700	0,00183	0,0288	0,0181	0,0179	700 -	0	0,0417	0,0262	0,0262	Rated Voltage Class	F&E (per 100)	MaF frequenc	Total	Total año	60	100	0,0103	0,0421	0,0524	0,0005	100	200	0,0329	0,2366	0,2695	0,0027	200	300	0,0738	0,4672	0,541	0,0054	300	500	0,0281	0,2974	0,3255	0,0033	500	700	0	0,199	0,199	0,0020	700 -		1,5625	4,6875	6,25	0,0625		
Rated Voltage Class	F&E	MaF frequenc	Total Año	MaF frequency (MaF / 100 CB years)	Total Año Ajustado																																																																																																																																																																																																																																											
60	100	0,0042	0,55	0,0055	0,0046																																																																																																																																																																																																																																											
100	200	0,0089	0,67	0,0067	0,0057																																																																																																																																																																																																																																											
200	300	0,0259	1,17	0,0117	0,0099																																																																																																																																																																																																																																											
300	500	0,0332	2,34	0,0234	0,0198																																																																																																																																																																																																																																											
500	700	0,0183	2,88	0,0288	0,0243																																																																																																																																																																																																																																											
700 -		0	4,17	0,0417	0,0352																																																																																																																																																																																																																																											
Rated Voltage Class	Before	1979	1983	1984	1988	1989	1994	1999	2004																																																																																																																																																																																																																																							
60	100	0	0,36	0,04	0,17	0,04	0,04	0,06	0,55																																																																																																																																																																																																																																							
100	200	0,44	0,67	0,41	0,19	0,29	0,18	0,1	0,1																																																																																																																																																																																																																																							
200	300	1,17	0,72	1,09	0,54	0,4	0,58	0,1	0,1																																																																																																																																																																																																																																							
300	500	2,24	2,34	1,08	1,04	0,71	0,65	0	0																																																																																																																																																																																																																																							
500	700	0	2,88	2,02	0,95	0,42	1,26	0	0																																																																																																																																																																																																																																							
700	-	4,17	0	2,38	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																																																							
Failure mode	Live tank	GIS 1 phase	GIS 3 phase	Dead tank	TOTAL																																																																																																																																																																																																																																											
Does not close	20,7	0,7	2,4	4,4	28,2																																																																																																																																																																																																																																											
Does not open on command																																																																																																																																																																																																																																																
Locking in open	7	0,8	0,2	0	25,1																																																																																																																																																																																																																																											
Other	45,9	8,1	2,5	7,3	46,7																																																																																																																																																																																																																																											
	73,6	9,6	5,1	11,7	100																																																																																																																																																																																																																																											
Factor	0,624	0,844	0,490	0,624	0,467																																																																																																																																																																																																																																											
Rated Voltage Class	Failure frequencies of CB MaF causing fire / explosions	MaF frequency (MaF / 100 CB years)	MaF frequency (MaF / 100 CB years) V2	MaF - MaF F&E																																																																																																																																																																																																																																												
60<100	0,00042	0,0055	0,0035	0,0034																																																																																																																																																																																																																																												
100<200	0,00089	0,0067	0,0042	0,0041																																																																																																																																																																																																																																												
200<300	0,00259	0,0117	0,0074	0,0071																																																																																																																																																																																																																																												
300<500	0,00332	0,0234	0,0147	0,0144																																																																																																																																																																																																																																												
500<700	0,00183	0,0288	0,0181	0,0179																																																																																																																																																																																																																																												
700 -	0	0,0417	0,0262	0,0262																																																																																																																																																																																																																																												
Rated Voltage Class	F&E (per 100)	MaF frequenc	Total	Total año																																																																																																																																																																																																																																												
60	100	0,0103	0,0421	0,0524	0,0005																																																																																																																																																																																																																																											
100	200	0,0329	0,2366	0,2695	0,0027																																																																																																																																																																																																																																											
200	300	0,0738	0,4672	0,541	0,0054																																																																																																																																																																																																																																											
300	500	0,0281	0,2974	0,3255	0,0033																																																																																																																																																																																																																																											
500	700	0	0,199	0,199	0,0020																																																																																																																																																																																																																																											
700 -		1,5625	4,6875	6,25	0,0625																																																																																																																																																																																																																																											

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																																																													
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensión Mín</th> <th>Tensión Máx</th> <th>F&amp;E (per 100 IT-years)</th> <th>MaF frequency (MaF / 100 IT years)</th> <th>MaF</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>60</td> <td>&lt;100</td> <td>0,0103</td> <td>0,0421</td> <td>0,0004</td> </tr> <tr> <td>100</td> <td>&lt;200</td> <td>0,0329</td> <td>0,2366</td> <td>0,0024</td> </tr> <tr> <td>200</td> <td>&lt;300</td> <td>0,0738</td> <td>0,4672</td> <td>0,0047</td> </tr> <tr> <td>300</td> <td>&lt;500</td> <td>0,0281</td> <td>0,2974</td> <td>0,0030</td> </tr> <tr> <td>500</td> <td>&lt;700</td> <td>0,0000</td> <td>0,1990</td> <td>0,0020</td> </tr> <tr> <td>700</td> <td>-</td> <td>1,5625</td> <td>4,6875</td> <td>0,0469</td> </tr> </tbody> </table> <p>Plan 2019</p> <p>d) Transformadores</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Transformadores</th> </tr> <tr> <th>Rated Voltage Class</th> <th></th> <th>MaF Transformer - Year</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>60</td> <td>100</td> <td>0,0094</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>100</td> <td>200</td> <td>0,0043</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>200</td> <td>300</td> <td>0,0050</td> <td>0,0153</td> </tr> <tr> <td>300</td> <td>500</td> <td>0,0060</td> <td>0,0153</td> </tr> <tr> <td>500</td> <td>700</td> <td>0,0057</td> <td>0,0153</td> </tr> <tr> <td>700</td> <td>-</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rated Voltage Class</th> <th></th> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>60</td> <td>100</td> <td>0,0094</td> <td>0,94</td> </tr> <tr> <td>100</td> <td>200</td> <td>0,0043</td> <td>0,43</td> </tr> <tr> <td>200</td> <td>300</td> <td>0,005</td> <td>0,5</td> </tr> <tr> <td>300</td> <td>500</td> <td>0,006</td> <td>0,6</td> </tr> <tr> <td>500</td> <td>700</td> <td>0,0057</td> <td>0,57</td> </tr> <tr> <td>700</td> <td>-</td> <td></td> <td>0,33</td> </tr> </tbody> </table> <p>Plan 2018</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rated Voltage Class</th> <th>MaF</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>60 &lt;100</td> <td>0,0094</td> </tr> <tr> <td>100 &lt;200</td> <td>0,0062</td> </tr> <tr> <td>200 &lt;300</td> <td>0,0062</td> </tr> <tr> <td>300 &lt;500</td> <td>0,0062</td> </tr> <tr> <td>500 &lt;700</td> <td>0,0062</td> </tr> <tr> <td>700 -</td> <td>0,0062</td> </tr> </tbody> </table>	Tensión Mín	Tensión Máx	F&E (per 100 IT-years)	MaF frequency (MaF / 100 IT years)	MaF	60	<100	0,0103	0,0421	0,0004	100	<200	0,0329	0,2366	0,0024	200	<300	0,0738	0,4672	0,0047	300	<500	0,0281	0,2974	0,0030	500	<700	0,0000	0,1990	0,0020	700	-	1,5625	4,6875	0,0469	Transformadores				Rated Voltage Class		MaF Transformer - Year		60	100	0,0094	0	100	200	0,0043	0	200	300	0,0050	0,0153	300	500	0,0060	0,0153	500	700	0,0057	0,0153	700	-			Rated Voltage Class				60	100	0,0094	0,94	100	200	0,0043	0,43	200	300	0,005	0,5	300	500	0,006	0,6	500	700	0,0057	0,57	700	-		0,33	Rated Voltage Class	MaF	60 <100	0,0094	100 <200	0,0062	200 <300	0,0062	300 <500	0,0062	500 <700	0,0062	700 -	0,0062		
Tensión Mín	Tensión Máx	F&E (per 100 IT-years)	MaF frequency (MaF / 100 IT years)	MaF																																																																																																													
60	<100	0,0103	0,0421	0,0004																																																																																																													
100	<200	0,0329	0,2366	0,0024																																																																																																													
200	<300	0,0738	0,4672	0,0047																																																																																																													
300	<500	0,0281	0,2974	0,0030																																																																																																													
500	<700	0,0000	0,1990	0,0020																																																																																																													
700	-	1,5625	4,6875	0,0469																																																																																																													
Transformadores																																																																																																																	
Rated Voltage Class		MaF Transformer - Year																																																																																																															
60	100	0,0094	0																																																																																																														
100	200	0,0043	0																																																																																																														
200	300	0,0050	0,0153																																																																																																														
300	500	0,0060	0,0153																																																																																																														
500	700	0,0057	0,0153																																																																																																														
700	-																																																																																																																
Rated Voltage Class																																																																																																																	
60	100	0,0094	0,94																																																																																																														
100	200	0,0043	0,43																																																																																																														
200	300	0,005	0,5																																																																																																														
300	500	0,006	0,6																																																																																																														
500	700	0,0057	0,57																																																																																																														
700	-		0,33																																																																																																														
Rated Voltage Class	MaF																																																																																																																
60 <100	0,0094																																																																																																																
100 <200	0,0062																																																																																																																
200 <300	0,0062																																																																																																																
300 <500	0,0062																																																																																																																
500 <700	0,0062																																																																																																																
700 -	0,0062																																																																																																																

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																				
		<p><i>Plan 2019</i></p> <p>e) Rama de Transformación</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Rama de Transformación</th> </tr> <tr> <th>Rated Voltage Class</th> <th></th> <th colspan="2">Frecuencia de Tiempo entre fallas (años)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>60</td> <td>100</td> <td>0,0104</td> <td>96,17</td> </tr> <tr> <td>100</td> <td>200</td> <td>0,0164</td> <td>60,82</td> </tr> <tr> <td>200</td> <td>300</td> <td>0,0427</td> <td>23,43</td> </tr> <tr> <td>300</td> <td>500</td> <td>0,0614</td> <td>16,30</td> </tr> <tr> <td>500</td> <td>700</td> <td>0,0708</td> <td>14,12</td> </tr> <tr> <td>700 -</td> <td></td> <td>0,1523</td> <td>6,56</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensión (kV)</th> <th colspan="2">Frecuencia de Falla al Año por rama de transf</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>0,0104</td> <td>96</td> </tr> <tr> <td>13,8</td> <td>0,0104</td> <td>96</td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>0,0104</td> <td>96</td> </tr> <tr> <td>23</td> <td>0,0104</td> <td>96</td> </tr> <tr> <td>24</td> <td>0,0104</td> <td>96</td> </tr> <tr> <td>33</td> <td>0,0104</td> <td>96</td> </tr> <tr> <td>44</td> <td>0,0104</td> <td>96</td> </tr> <tr> <td>66</td> <td>0,0104</td> <td>96</td> </tr> <tr> <td>110</td> <td>0,0164</td> <td>61</td> </tr> <tr> <td>154</td> <td>0,0164</td> <td>61</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>0,0427</td> <td>23</td> </tr> </tbody> </table> <p><math>=2*M4+V4+4*AC4+AH4</math></p> <p><i>Plan 2018</i></p>	Rama de Transformación				Rated Voltage Class		Frecuencia de Tiempo entre fallas (años)		60	100	0,0104	96,17	100	200	0,0164	60,82	200	300	0,0427	23,43	300	500	0,0614	16,30	500	700	0,0708	14,12	700 -		0,1523	6,56	Tensión (kV)	Frecuencia de Falla al Año por rama de transf		0	0,0104	96	13,8	0,0104	96	15	0,0104	96	23	0,0104	96	24	0,0104	96	33	0,0104	96	44	0,0104	96	66	0,0104	96	110	0,0164	61	154	0,0164	61	220	0,0427	23		
Rama de Transformación																																																																								
Rated Voltage Class		Frecuencia de Tiempo entre fallas (años)																																																																						
60	100	0,0104	96,17																																																																					
100	200	0,0164	60,82																																																																					
200	300	0,0427	23,43																																																																					
300	500	0,0614	16,30																																																																					
500	700	0,0708	14,12																																																																					
700 -		0,1523	6,56																																																																					
Tensión (kV)	Frecuencia de Falla al Año por rama de transf																																																																							
0	0,0104	96																																																																						
13,8	0,0104	96																																																																						
15	0,0104	96																																																																						
23	0,0104	96																																																																						
24	0,0104	96																																																																						
33	0,0104	96																																																																						
44	0,0104	96																																																																						
66	0,0104	96																																																																						
110	0,0164	61																																																																						
154	0,0164	61																																																																						
220	0,0427	23																																																																						

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																								
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Aux</th> <th>Rated Voltage Class</th> <th>Frecuencia de Falla al Año por rama de transformación</th> <th>Tiempo entre fallas (años)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>99</td> <td>60 &lt;100</td> <td>0,0175</td> <td>57,11</td> </tr> <tr> <td>199</td> <td>100 &lt;200</td> <td>0,0207</td> <td>48,37</td> </tr> <tr> <td>299</td> <td>200 &lt;300</td> <td>0,0314</td> <td>31,81</td> </tr> <tr> <td>499</td> <td>300 &lt;500</td> <td>0,0434</td> <td>23,07</td> </tr> <tr> <td>699</td> <td>500 &lt;700</td> <td>0,0493</td> <td>20,29</td> </tr> <tr> <td>1200</td> <td>700</td> <td>0,1630</td> <td>6,14</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Componentes de una Rama de Transformación</th> </tr> <tr> <th>Equipos</th> <th>Cantidad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transformador de Poder</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Desconectores</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Interruptores</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Transformadores de corriente</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Plan 2019</i></p> <p>Existen diferencias en la catidad de equipos a considerar en la rama de transformación “teorica”.</p>	Aux	Rated Voltage Class	Frecuencia de Falla al Año por rama de transformación	Tiempo entre fallas (años)	99	60 <100	0,0175	57,11	199	100 <200	0,0207	48,37	299	200 <300	0,0314	31,81	499	300 <500	0,0434	23,07	699	500 <700	0,0493	20,29	1200	700	0,1630	6,14	Componentes de una Rama de Transformación		Equipos	Cantidad	Transformador de Poder	1	Desconectores	2	Interruptores	2	Transformadores de corriente	2		
Aux	Rated Voltage Class	Frecuencia de Falla al Año por rama de transformación	Tiempo entre fallas (años)																																									
99	60 <100	0,0175	57,11																																									
199	100 <200	0,0207	48,37																																									
299	200 <300	0,0314	31,81																																									
499	300 <500	0,0434	23,07																																									
699	500 <700	0,0493	20,29																																									
1200	700	0,1630	6,14																																									
Componentes de una Rama de Transformación																																												
Equipos	Cantidad																																											
Transformador de Poder	1																																											
Desconectores	2																																											
Interruptores	2																																											
Transformadores de corriente	2																																											
06-17	6.4.3 Análisis de Seguridad y Resiliencia, Utilización Estadísticas Cigré Plan Tx 2019	Existen diferencias entre los valores considerados en los archivos “Planilla CFCD 2019_V2” y “13-Resumen Evaluación CFCD SE Puerto Varas Nva Barra 66kV y acometida LT 2x66kV STS”, siendo que corresponden al mismo Plan de Expansión, 2019. Esta ultima Planilla anexa, utiliza las tasas de falla consideradas en el Plan Tx 2018.	Explicar diferencias. Y homogenizar la utilización de las tasas de falla a ser consideradas.	<b>Se acoge la observación.</b>  En relación a la observación presentada por la empresa Saesa, en la cual solicita explicar diferencias y homogenizar la utilización de las tasas de falla a ser consideradas entre los análisis de seguridad realizadas para transformadores y para el resto de las instalaciones analizadas. Al respecto, se indica que las diferencias obedecieron a un error de actualización de parámetros en una de ellas, situación que ha sido subsanada con motivo del ITF.																																								
06-18	6.4.3 Análisis de Seguridad y Resiliencia, Metodología CFCD	A través de los 3 procesos de Planificación de la Transmisión se han incluido modificaciones a la metodología (Modelo Matemático) de costo de falla de corta duración, por ejemplo, en el Plan 2018 la “tasa de falla con proyecto” se determinaba como $(Pfalla/12)^2 * 12$ , sin embargo, en el presente Plan la probabilidad en el caso de los transformadores es la misma.	Formalizar mediante un documento la explicación detallada de la metodología, idealmente con un modelo matemático y una planilla base (amigable) para evaluaciones económicas tanto de trasformadores como para líneas.	<b>Se acoge la observación.</b>  Ver respuesta a observaciones 06-15 y 06-17.																																								

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
06-19	7 Evaluación de los Proyectos y Resultados	<p>En este apartado se analizan distintos proyectos, donde para el sistema de transmisión Los Ángeles – Angol se han incluido “SE Seccionadora Epuleufu” y “SE La Invernada” con el fin de dar solución a las problemáticas levantadas en la iniciativa “SE Nueva Tolpan 220/66 kV + LTx Nueva Tolpan - Nueva Renaico 1x220 kV”, sin embargo, no se analiza el sistema desde el punto de vista de suficiencia, específicamente el tramo Negrete – Angol 1x66 kV conductor 2/0 AWG con puesta en servicio año 1954.</p> <p>De acuerdo con los criterios típicos para el diseño de líneas antiguas, temperatura de operación de 50°C, distante de las tablas de operación a 80°C declaradas por la empresa propietaria, se proyectan restricciones de transmisión por suficiencia en el tramo mencionado como se detalla en documento adjunto “SE Nueva Tolpan 22066 kV + LTx Nueva Tolpan - Nueva Renaico 1x220 kV - Analisis Complementario”.</p> <p>En consecuencia, se pone en duda la información presentada por la empresa propietaria dada las características de la instalación.</p> <p>Antecedentes complementarios se encuentran contenidos en la carpeta “05_Sistema Los Ángeles – Angol” con los antecedentes de respaldo en el link entregado en la carta conductora.</p>	<p>Revisar las capacidades técnicas de la línea Negrete – Nahuelbuta – Angol 1x66 kV Cu 2/0 AWG, considerando las capacidades de diseño de la línea de transmisión.</p> <p>Incluir la Iniciativa de proyecto “Nueva Línea Epuleufu – Nahuelbuta – Angol 2x66 kV, tendido del primer Circuito”</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Saesa, en la cual solicita revisar las capacidades técnicas de la línea Negrete – Nahuelbuta – Angol 1x66 kV Cu 2/0 AWG, considerando las capacidades de diseño de la línea de transmisión e incluir la obra “Nueva Línea Epuleufu – Nahuelbuta – Angol 2x66 kV, tendido del primer Circuito” dentro del presente plan de expansión, corresponde indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A partir de la observación presentada, esta Comisión solicitó al Coordinador información relativa a la capacidad de diseño de la línea de transmisión en cuestión.</li> <li>- El Coordinador indicó que no posee información respecto del criterio de diseño de la instalación en cuestión.</li> <li>- Sin embargo, esta Comisión detectó un error de consistencia en la proyección de la demanda de las SS/EE Angol y Deuco, situación que al momento de ser corregida tuvo un impacto en los resultados de los análisis de suficiencia que esta Comisión lleva a cabo, adelantando la necesidad de contar con mayor capacidad de transporte para el abastecimiento de la zona.</li> <li>- Dado lo anterior, esta Comisión incluirá una obra que dé solución a la problemática de suficiencia detectada, la que no necesariamente concuerda con la obra presentada por Saesa.</li> </ul>
06-20	9. Anexo 1, 9.1 Proyectos No Recomendados	<p>Proyecto nueva S/E Lago Ranco 110/23 kV 16 MVA y Línea Chirre – Lago Ranco 1x110 kV</p> <p>La Comisión fundamenta su no recomendación del proyecto, en la no entrega de beneficios cuando el proyecto es evaluado por metodología de seguridad (ENS valorizada a CFCD), no obstante, SAESA presenta la iniciativa por concepto de mejora de la Calidad de Servicio de clientes finales la cual se basa en las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución emitida por la CNE y la Política Energética 2050 del Ministerio de Energía. Tanto en la Norma Técnica, como en la Política Energética son claros los objetivos y metas en materia de calidad de servicio y en particular para el proyecto presentado y según los análisis de largo plazo de SAESA se considera más costo efectivo una inversión por transmisión que una serie de proyectos por distribución, además con el proyecto se acerca la transmisión zonal al cliente final con un conjunto de beneficios inherentes a proyectos de transmisión: mayores estándares de confiabilidad (SAIDI y SAIFI principalmente), mejora en la calidad de suministro, reducción de pérdidas y mayor seguridad.</p> <p>Por lo tanto y en vista de los argumentos precedentes, se solicita a la Comisión evaluar el proyecto presentado por SAESA no por la vía de la ENS, sino que por la vía del análisis de beneficio e impacto en la calidad de servicio</p>	<p>Se propone agregar el “Proyecto nueva S/E Lago Ranco 110/23 kV 16 MVA y Línea Chirre – Lago Ranco 1x110 kV” al Plan de Expansión de la Transmisión año 2019, conforme a los antecedentes entregados en abril de 2019.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a las observaciones presentadas por la empresa Saesa, en la cual solicita incorporar las obras “Proyecto nueva S/E Lago Ranco 110/23 kV 16 MVA y Línea Chirre – Lago Ranco 1x110 kV”, “Proyecto nueva S/E Barros Arana 110/23 kV 16 MVA y línea Río Toltén - Barros Arana 1x110 kV”, “Proyecto nueva S/E Los Muermos 110/23 kV 16 MVA y Línea El Empalme – Los Muermos 1x110 kV”, “Proyecto nueva S/E Licanray 66/23 kV 16 MVA y línea Villarica - Licanray 1x66 kV” y “Proyecto nueva S/E Santa Juana 66/13,2 kV 16 MVA y línea Lota - Santa Juana 1x66 kV”, se debe indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los proyectos individualizados previamente poseen una justificación común, la que, de acuerdo a lo indicado por la empresa, correspondería a una mejora en la calidad de servicio de clientes finales, señalando como objetivos superiores el poder dar cumplimiento a la Política Energética 2050 y a las exigencias contenidas en la Norma</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de clientes finales apoyándose en la transmisión zonal cuya función es esencialmente el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados territorialmente identificables, lo anterior en línea a la Política Energética de largo plazo del Ministerio y a la actuales exigencias de calidad de servicio establecidas en la Normativa Técnica del segmento de distribución.</p>		<p>Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Por su parte, la Resolución Exenta N°711/2017 fija la metodología con la cual se deben evaluar los proyectos para efectos de su eventual incorporación al plan de expansión.</li> <li>- Dado lo anterior, esta Comisión sometió los proyectos presentados individualizados a los criterios y metodologías establecidos en dicha resolución, obteniéndose que estos no cumplen con los requisitos para su incorporación al presente plan de expansión.</li> <li>- Por otra parte, la solicitud de la empresa en cuanto a evaluar el proyecto no a través de la valorización de la Energía No Suministrada Esperada y su contraste con el valor de inversión de la obra, sino que "por la vía del análisis de beneficio e impacto en la calidad de servicio de clientes finales", no es factible de desarrollar sin contar con una metodología que permita a esta Comisión definir cuándo un proyecto cumple ciertos criterios o condiciones para ser incluido en el plan.</li> <li>- No obstante lo anterior, esta Comisión se encuentra trabajando en el desarrollo de herramientas de modelación y la generación de metodologías y criterios para efectos de migrar paulatinamente hacia una planificación de la transmisión zonal (en particular) que contemple insumos provenientes desde el segmento de distribución, tendiendo a conseguir una expansión coordinada y eficiente de ambos segmentos, de modo que las obras de expansión reguladas permitan cumplir con los estándares de calidad de servicios exigidos para las empresas de distribución, frente a expansiones eficientes de este último segmento.</li> <li>- Una vez que esta Comisión cuente con los criterios, insumos, metodologías y el respaldo regulatorio adecuado para la incorporación de obras por este concepto, se deberán desarrollar estos análisis como parte del proceso de planificación anual de la transmisión, analizando todas las instalaciones de transmisión zonal y no solo un grupo de ellas, tal como se procede hoy con la aplicación de los análisis de suficiencia (por ejemplo).</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
06-21	9. Anexo 1, 9.1 Proyectos No Recomendados	<p>Proyecto nueva S/E Barros Arana 110/23 kV 16 MVA y línea Río Toltén - Barros Arana 1x110 kV</p> <p>La Comisión fundamenta su no recomendación del proyecto, en la no entrega de beneficios cuando el proyecto es evaluado por metodología de seguridad (ENS valorizada a CFCD), no obstante, SAESA presenta la iniciativa por concepto de mejora de la Calidad de Servicio de clientes finales la cual se basa en las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución emitida por la CNE y la Política Energética 2050 del Ministerio de Energía. Tanto en la Norma Técnica, como en la Política Energética son claros los objetivos y metas en materia de calidad de servicio y en particular para el proyecto presentado y según los análisis de largo plazo de SAESA se considera más costo efectivo una inversión por transmisión que una serie de proyectos por distribución, además con el proyecto se acerca la transmisión zonal al cliente final con un conjunto de beneficios inherentes a proyectos de transmisión: mayores estándares de confiabilidad (SAIDI y SAIFI principalmente), mejora en la calidad de suministro, reducción de pérdidas y mayor seguridad.</p> <p>Por lo tanto y en vista de los argumentos precedentes, se solicita a la Comisión evaluar el proyecto presentado por SAESA no por la vía de la ENS, sino que por la vía del análisis de beneficio e impacto en la calidad de servicio de clientes finales apoyándose en la transmisión zonal cuya función es esencialmente el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados territorialmente identificables, lo anterior en línea a la Política Energética de largo plazo del Ministerio y a la actuales exigencias de calidad de servicio establecidas en la Normativa Técnica del segmento de distribución.</p>	Se propone agregar el "Proyecto nueva S/E Barros Arana 110/23 kV 16 MVA y línea Río Toltén - Barros Arana 1x110 kV" al Plan de Expansión de la Transmisión año 2019, conforme a los antecedentes entregados en abril de 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a la observación 06-20.</p>
06-22	9. Anexo 1, 9.1 Proyectos No Recomendados	<p>Proyecto nueva S/E Los Muermos 110/23 kV 16 MVA y Línea El Empalme – Los Muermos 1x110 kV</p> <p>La Comisión fundamenta su no recomendación del proyecto, en la no entrega de beneficios cuando el proyecto es evaluado por metodología de seguridad (ENS valorizada a CFCD), no obstante, SAESA presenta la iniciativa por concepto de mejora de la Calidad de Servicio de clientes finales la cual se basa en las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución emitida por la CNE y la Política Energética 2050 del Ministerio de Energía. Tanto en la Norma Técnica, como en la Política Energética son claros los objetivos y metas en materia de calidad de servicio y en particular para el proyecto presentado y según los análisis de largo plazo de SAESA se considera más costo efectivo una inversión por transmisión que una serie de proyectos por distribución, además con el proyecto se acerca la transmisión zonal al cliente final con un conjunto de beneficios inherentes a proyectos de transmisión: mayores estándares de confiabilidad (SAIDI y SAIFI principalmente), mejora en la calidad de suministro, reducción de pérdidas y mayor seguridad.</p> <p>Por lo tanto y en vista de los argumentos precedentes, se solicita a la Comisión evaluar el proyecto presentado por SAESA no por la vía de la ENS, sino que por la vía del análisis de beneficio e impacto en la calidad de servicio de clientes finales apoyándose en la transmisión zonal cuya función es esencialmente el abastecimiento actual o</p>	Se propone agregar el "Proyecto nueva S/E Los Muermos 110/23 kV 16 MVA y Línea El Empalme – Los Muermos 1x110 kV" al Plan de Expansión de la Transmisión año 2019, conforme a los antecedentes entregados en abril de 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a la observación 06-20.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		futuro de clientes regulados territorialmente identificables, lo anterior en línea a la Política Energética de largo plazo del Ministerio y a la actuales exigencias de calidad de servicio establecidas en la Normativa Técnica del segmento de distribución.		
06-23	9. Anexo 1, 9.1 Proyectos No Recomendados	<p>Proyecto nueva S/E Licanray 66/23 kV 16 MVA y línea Villarica - Licanray 1x66 kV</p> <p>La Comisión fundamenta su no recomendación del proyecto, en la no entrega de beneficios cuando el proyecto es evaluado por metodología de seguridad (ENS valorizada a CFCD), no obstante, SAESA presenta la iniciativa por concepto de mejora de la Calidad de Servicio de clientes finales la cual se basa en las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución emitida por la CNE y la Política Energética 2050 del Ministerio de Energía. Tanto en la Norma Técnica, como en la Política Energética son claros los objetivos y metas en materia de calidad de servicio y en particular para el proyecto presentado y según los análisis de largo plazo de SAESA se considera más costo efectivo una inversión por transmisión que una serie de proyectos por distribución, además con el proyecto se acerca la transmisión zonal al cliente final con un conjunto de beneficios inherentes a proyectos de transmisión: mayores estándares de confiabilidad (SAIDI y SAIFI principalmente), mejora en la calidad de suministro, reducción de pérdidas y mayor seguridad.</p> <p>Por lo tanto y en vista de los argumentos precedentes, se solicita a la Comisión evaluar el proyecto presentado por SAESA no por la vía de la ENS, sino que por la vía del análisis de beneficio e impacto en la calidad de servicio de clientes finales apoyándose en la transmisión zonal cuya función es esencialmente el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados territorialmente identificables, lo anterior en línea a la Política Energética de largo plazo del Ministerio y a la actuales exigencias de calidad de servicio establecidas en la Normativa Técnica del segmento de distribución.</p>	Se propone agregar el “Proyecto nueva S/E Licanray 66/23 kV 16 MVA y línea Villarica - Licanray 1x66 kV” al Plan de Expansión de la Transmisión año 2019, conforme a los antecedentes entregados en abril de 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a la observación 06-20.</p>
06-24	9. Anexo 1, 9.1 Proyectos No Recomendados	<p>Proyecto nueva S/E Santa Juana 66/13,2 kV 16 MVA y línea Lota - Santa Juana 1x66 kV</p> <p>La Comisión fundamenta su no recomendación del proyecto, en la no entrega de beneficios cuando el proyecto es evaluado por metodología de seguridad (ENS valorizada a CFCD), no obstante, SAESA presenta la iniciativa por concepto de mejora de la Calidad de Servicio de clientes finales la cual se basa en las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución emitida por la CNE y la Política Energética 2050 del Ministerio de Energía. Tanto en la Norma Técnica, como en la Política Energética son claros los objetivos y metas en materia de calidad de servicio y en particular para el proyecto presentado y según los análisis de largo plazo de SAESA se considera más costo efectivo una inversión por transmisión que una serie de proyectos por distribución, además con el proyecto se acerca la transmisión zonal al cliente final con un conjunto de beneficios</p>	Se propone agregar el “Proyecto nueva S/E Santa Juana 66/13,2 kV 16 MVA y línea Lota - Santa Juana 1x66 kV” al Plan de Expansión de la Transmisión año 2019, conforme a los antecedentes entregados en abril de 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a la observación 06-20.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>inherentes a proyectos de transmisión: mayores estándares de confiabilidad (SAIDI y SAIFI principalmente), mejora en la calidad de suministro, reducción de pérdidas y mayor seguridad.</p> <p>Por lo tanto y en vista de los argumentos precedentes, se solicita a la Comisión evaluar el proyecto presentado por SAESA no por la vía de la ENS, sino que por la vía del análisis de beneficio e impacto en la calidad de servicio de clientes finales apoyándose en la transmisión zonal cuya función es esencialmente el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados territorialmente identificables, lo anterior en línea a la Política Energética de largo plazo del Ministerio y a la actuales exigencias de calidad de servicio establecidas en la Normativa Técnica del segmento de distribución.</p>		
06-25	<p>Título 9, Numeral 9.1, Tabla 62, ítem 99, Pág 215</p>	<p>Respecto al proyecto postergado N° 99, Proyecto S/E Llanquihue Seccionamiento Línea Rahue-Puerto Montt 220 kV circuito N°2:</p> <p>El proyecto se incluye dentro de tabla de los Proyectos Postergados. La razón de su no inclusión en el plan de expansión expresada en el ITP es textualmente de acuerdo a lo indicado en inciso tercero del Artículo 89° de la LGSE <i>“no corresponden a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente”</i>.</p> <p>Sin embargo, no se indica cual sería la modalidad o articulado normativo a través del cual SAESA debiera gestionar el proyecto de modificación de la conexión en 220 kV de la subestación fuera del plan. Tal modalidad tampoco es evidente para SAESA ya que, de acuerdo a lo estipulado en la ley, esta obra no correspondería a una Obra de Artículo 102. Tampoco sería una Obra Menor o una normalización dada la envergadura de las obras que deben ejecutarse, cualquiera sea la solución que implemente.</p> <p>En cambio, a juicio de SAESA, este proyecto sí puede incluirse en el plan amparado en lo que indica el párrafo 2° del mismo Artículo 89°, esto es, <i>“Son obras de ampliación aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes...”</i>. Es claro que, efectivamente con este proyecto se aumenta la seguridad y calidad de servicio de la subestación Llanquihue (existente a la fecha de construcción de este proyecto), cualquiera sea la solución que se implemente.</p> <p>Por otra parte, en literal (b) del Artículo 87 de la ley, se indica que la planificación de la transmisión deberá realizarse <i>“considerando la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio”</i>. Es evidente que la licitación de las obras a que obliga su inclusión en el plan de expansión genera escenarios para menores costos de las instalaciones frente a la alternativa de que sean ejecutadas a discreción por un propietario, aun cuando su reconocimiento tarifario posterior fuera restrictivo.</p>	<p>Se solicita incorporarlo proyecto en el Plan de Expansión de la Tx año 2019.</p> <p>Consecuentemente se solicita considerar el alcance propuesto por SAESA, esto es, considerando modificar la conexión en 220 kV mediante el seccionamiento de la Línea Rahue-Puerto Montt (futura Tineo-Puerto Montt).</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación con la observación presentada por la empresa Saesa, en la que solicita incorporar en el presente plan el proyecto "S/E Llanquihue: Seccionamiento línea Rahue - Pto. Montt 220 kV circuito N°2", es posible indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Esta Comisión entiende que la S/E Llanquihue se encuentra en una condición de conexión provisoria, la cual podrá ser regularizada en un futuro, si el Coordinador lo estima necesario.</li> <li>- Por lo anterior, la regularización de una condición de conexión provisoria no necesariamente deberá ser incluida en el contexto de la planificación anual de la transmisión, debiéndose revisar cada situación en su propio mérito, de acuerdo a los criterios de planificación establecidos en la RE 711.</li> <li>- Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión comparte los argumentos expuestos por la empresa en cuanto a que la regularización de la conexión propuesta originalmente, que correspondía a una conexión en la S/E Tineo, podría resultar menos eficiente económica y ambientalmente que la solución propuesta por la empresa en el contexto del presente plan, que corresponde a un seccionamiento del circuito N°2 de la línea Rahue - Puerto Montt 220 kV (punto de conexión actual del proyecto).</li> <li>- Por último, esta Comisión señala que la solución más eficiente para la problemática levantada requiere de mayores análisis y del contraste con otras alternativas de configuración de la solución, las que podrán ser revisadas con ocasión de siguientes procesos de planificación anual de la transmisión.</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Por último, se hace notar que en planes anteriores se han incluido Obras de Ampliación en el Sistema Nacional, cuyo alcance ha sido mejorar condiciones de conexión de subestaciones conectadas.		
06-26	9. Anexo 1, 9.1 Proyectos No Recomendados	<p>Respecto al proyecto postergado N° 103, la Comisión comenta que el proyecto fue presentado por Saesa en particular para el abastecimiento de demandas asociadas a la S/E Puerto Varas en 23 kV y que de acuerdo con los análisis por suficiencia y seguridad el proyecto no cumple los criterios para ser considerado al Plan de Expansión, además señalan que la cercanía de S/E Puerto Varas se encuentra S/E Sangra la cual puede apoyar en el abastecimiento de demanda a S/E Puerto Varas. Al respecto se comparte con la Comisión que el proyecto no entrega beneficios al sistema por análisis por seguridad, no obstante, el proyecto se presenta en particular para el abastecimiento de la demanda dado las necesidades de conexión a S/E Puerto Varas de la empresa de distribución Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue (CRELL) que ha presentado a Saesa su Plan de Desarrollo en el cual dada la disposición geográfica de sus consumos en 23 kV el punto óptimo de conexión es S/E Puerto Varas, por lo tanto si bien es válido el planteamiento de la Comisión en cuanto S/E Sangra puede apoyar a S/E Puerto Varas en el abastecimiento de demanda, dicha condición de operación no aplica a los requerimientos de conexión de CRELL y por lo tanto dada las condiciones de demanda actual y proyectadas de S/E Puerto Varas es necesario un aumento de potencia en esta última en los términos planteados por Saesa en su propuesta a considerar en el Plan de Expansión.</p> <p>Antecedentes complementarios se encuentran contenidos en la carpeta "07_Aumento de Potencia SE Puerto Varas" con los antecedentes de respaldo en el link entregado en la carta conductora.</p>	Se propone evaluar nuevamente el proyecto de Aumento de Potencia en S/E Puerto Varas por suficiencia en vista de los antecedentes expuestos, el cual bajo los análisis realizados por Saesa cumple con los criterios de suficiencia para ser considerado en el Plan de Expansión Tx 2019.	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Saesa en la que solicita evaluar nuevamente el proyecto "Aumento de Potencia en S/E Puerto Varas", a la luz de los nuevos antecedentes presentados en la etapa de observaciones al ITP, esta Comisión concuerda que frente al traspaso total de demanda desde la barra de 13,2 kV hacia la barra de 23 kV en la S/E Puerto Varas, el transformador 66/23 kV en esa S/E presentaría las condiciones establecidas para incorporar en el presente plan un proyecto de expansión por criterio de suficiencia.</p> <p>Conforme a lo anterior, se incorpora la propuesta de la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
06-27	9. Anexo 1, 9.1 Proyectos No Recomendados	<p>Respecto al proyecto postergado N° 105, se comparte con la Comisión que el proyecto no entrega beneficios al sistema por análisis por seguridad, no obstante, dados los nuevos antecedentes, tanto de demanda histórica año 2019 (mayor a la proyectada) y como las proyecciones de demanda compartidas por la cooperativa eléctrica de Paillaco, Socoepa, el proyecto se presenta para el abastecimiento de la demanda.</p> <p>Antecedentes complementarios se encuentran contenidos en la carpeta "08_Aumento de Potencia SE Los Lagos" con los antecedentes de respaldo en el link entregado en la carta conductora.</p>	Se propone evaluar nuevamente el proyecto de Aumento de Potencia en S/E Los Lagos, esta vez por suficiencia en vista de los antecedentes expuestos, el cual bajo los análisis realizados por Saesa cumple con los criterios de suficiencia para ser considerado en el Plan de Expansión Tx 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Saesa en la que solicita evaluar nuevamente el proyecto "Aumento de Potencia en S/E Los Lagos", en función de los nuevos antecedentes presentados en la etapa de observaciones al ITP, esta Comisión indica que, de acuerdo a los antecedentes señalados, en particular la tasa de crecimiento estimada para los alimentadores en la S/E Los Lagos, se alcanzaría una cargabilidad de aproximadamente 85% del transformador en esta subestación al año 2023, lo que no cumpliría los criterios establecidos para incorporar esta obra por concepto de suficiencia en el presente plan, postergándose su posible incorporación en planes de expansión posteriores.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
06-28	9. Anexo 1, 9.1 Proyectos No Recomendados	<p>Respecto al proyecto postergado N° 92, la Comisión comenta que el proyecto presentado por SAESA fue propuesto considerando su eventual aporte en términos de reducción de costos de operación y falla del sistema, el cual fue analizado estocásticamente por la Comisión y el proyecto no presentó beneficios netos positivos en al menos 50% de los escenarios analizados, en vista de esto último es que la Comisión no incorpora el proyecto al Plan de Expansión de la Tx 2019.</p> <p>Respecto lo planteado por la CNE y sus argumentos de postergación del proyecto, SAESA considera que el proyecto presentado se enmarca y es coherente con los lineamientos de la Política Energética (Energía 2050) en cuanto apuntar a una disminución de las horas de indisponibilidad de servicio, lo que logra con redes de transmisión y distribución flexibles y resilientes ante todo evento. Es respecto lo anterior que toma relevancia y se justifica en la mirada de SAESA el proyecto presentado ya que ayuda a disminuir la probabilidad de pérdida de carga y la respectiva ENS en diversas localidades del Sistema de Transmisión Zonal E.</p> <p>Los argumentos de SAESA presentados en este proceso de observaciones se fundan en los antecedentes enviados en el proceso de presentación de iniciativas de abril de 2019 y en nuevos análisis complementarios realizados en ambiente OSE2000.</p> <p>Antecedentes complementarios se encuentran contenidos en la carpeta "09_Utilización Línea San Fabián-Ancoa" con los antecedentes de respaldo en el link entregado en la carta conductora.</p>	<p>Se propone evaluar nuevamente el proyecto Nueva S/E Pejerrey 220/154 kV 150 MVA, Nueva Línea San Fabián-Monterrico 1x220 kV y Nueva Línea Monterrico-Entre Ríos 1x220 kV por concepto de seguridad, resiliencia y calidad de servicio, en vista de los antecedentes expuestos, el cual bajo los análisis realizados por Saesa cumple con los criterios para ser considerado en el Plan de Expansión Tx 2019. Respecto a la evaluación se sugiere analizar el proyecto como un todo, pero también se evalúen como subproyectos del global donde cada uno tiene un aporte relativo particular, y donde el subproyecto nueva SE Pejerrey 220/154 kV es el que mayor impacto y beneficio otorga a la zona de influencia del proyecto según los análisis de SAESA.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la empresa Saesa, en la que solicita evaluar nuevamente el proyecto "Nueva S/E Pejerrey 220/154 kV 150 MVA, Nueva Línea San Fabián-Monterrico 1x220 kV y Nueva Línea Monterrico-Entre Ríos 1x220 kV", considerando los nuevos antecedentes entregados por la empresa. Al respecto, se señala lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Esta Comisión reconoce valor en la información entregada por Saesa y la metodología propuesta para el desarrollo de un análisis de seguridad en los sistemas zonales.</li> <li>- Sin embargo, la metodología aplicable para el desarrollo de los análisis de seguridad por concepto de indisponibilidad de instalaciones en forma probabilística es la contenida en la Resolución Exenta N°711/2017, de modo que la potencial aplicación de una metodología distinta a la anterior debe ser respaldada regulatoriamente.</li> <li>- Esta Comisión reevaluará la obra en cuestión de acuerdo a la metodología establecida, considerando la posibilidad de realizar dicha evaluación por partes, situación que se desarrollará con motivo del Plan de Expansión 2020, en atención a lo acotado de los plazos para la emisión del ITF.</li> </ul>
06-29	6.4.3 Análisis de Seguridad y Resiliencia, Documentos Anexos.	<p>No existen los archivos con el tratamiento de la demanda base ni el detalle de las proyecciones de demanda para los proyectos por suficiencia. Tampoco el detalle de las tasas de crecimiento para los primeros años, ya que en los archivos de CFCD solo aparecen "valores pegados" y por ende las tasas se deben determinar de manera inversa.</p>	<p>Subir los respectivos archivos en los anexos compartidos.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Saesa, en la cual solicita que esta Comisión entregue mayor detalle de la demanda base y su proyección, la cual será utilizada en los análisis de seguridad y suficiencia, se indica que esto será puesto a disposición como un anexo del ITF.</p>

# 07 COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
07-1	4.2.1 Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	La posición requerida para la obra "Nueva línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones" en S/E Alcones 66 kV está en tramitación vía proceso de Acceso Abierto para el proyecto Doña Luzma, el cual fue declarado admisible mediante carta DE03862-19 de fecha 12 de julio de 2019.	Utilizar otra posición que se encuentre disponible o ampliar S/E Alcones 66 kV.	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la habilitación de una posición en 66 kV en la S/E Alcones, esta Comisión concuerda con lo solicitado, por lo que se incluirá una obra de ampliación en la S/E Alcones.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión incluirá una modificación a la obra "Habilitación paño Línea 1x66 kV Marchigüe - Alcones en S/E Alcones" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
07-2	3.1.5 Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera – María Elena	La Figura 52 no es representativa de la situación proyectada. Lo que está en construcción considera 3 diagonales (2 diagonales para el seccionamiento 2x220 kV Lagunas - Encuentro), al menos media diagonal para el proyecto Santa Isabel (tal como en la Figura 51), y con las 3 diagonales de ampliación, serían 6 en total. En la figura proyectada se identifican 4.	Revisar y, de ser necesario, corregir la figura incluida en el Informe Técnico Preliminar.	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la Figura 52 mostrada en el numeral 10.1.5 del Informe Técnico Preliminar, esta Comisión señala que la situación proyectada presentada en dicha figura corresponde a la tramitación ambiental que realizó la empresa TSGF SpA para la ejecución de la ampliación (segunda etapa) del proyecto "Parque Fotovoltaico Santa Isabel", el cual se conectará en otra media diagonal.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.</p>
07-3	3.1.3 Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro	El Coordinador mediante la carta DE00164-20 de fecha 14 de enero de 2020 aprobó el Informe presentado por Transelec S.A. para la ampliación de S/E Frontera.	Tener en consideración para la definición del número de diagonales, en el caso de que sea aprobada por la Comisión la ampliación de S/E Frontera conforme a lo establecido en artículo 102°.	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la consideración de la obra presentada en virtud de lo establecido en el artículo 102° de la LGSE en S/E Frontera, esta Comisión concuerda con lo solicitado e incluirá en la definición de la obra un condicionamiento que permita la ejecución en forma armónica de la obra propuesta en el presente plan de expansión y la obra urgente presentada a la Comisión, según corresponda.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la definición de la obra "Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
07-4	3.1.11 Ampliación en S/E Illapa 220 kV (IM)	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A. presenta dos proyectos de ampliación por Artículo 102°: - "Ampliación SE Illapa para la conexión del Proyecto Campos del Sol II", mediante carta DE00253-20, de fecha 15 de enero de 2020.	En caso de que sea aprobada por la Comisión la ampliación de S/E Illapa conforme a lo establecido en el Artículo 102°, tener en consideración esta información para el número de diagonales en que se ampliará la S/E Illapa 220 kV.	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la consideración de las obras presentadas mediante el artículo 102° de la Ley en S/E Illapa, esta Comisión concuerda con lo solicitado por la empresa.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>- "Ampliación SE Illapa para la conexión del Proyecto Diego de Almagro Sur", mediante carta DE00254-20, de fecha 15 de enero de 2020.</p>		<p>En base a lo anterior, para proyectos de generación en la zona, esta Comisión señala que la ampliación de las barras para la conexión de dichos proyectos se puede realizar mediante obra urgente, pudiendo llegar en plazos más acotados que por la vía de la planificación centralizada.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión eliminará en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 la obra "Ampliación en S/E Illapa 220 kV (IM)".</p>
07-5	<p>Tabla 62: Proyectos postergados. N°129, S/E Ampliación Monte Patria.</p>	<p>Respecto al análisis de suficiencia en este transformador, se destaca que su utilización fue del 70% máximo en el 2018 y según las proyecciones del Coordinador tendría una cargabilidad para el 2025 de entre un 80% para el escenario ajustado y del 97% utilizando el máximo histórico 2018 como base.</p> <p>Esto es un 60% mayor al dato promedio anual 2018 indicado en el Anexo Planilla CFCD 2019 de la CNE.</p> <p>De acuerdo al diagnóstico 2020 realizado por el Coordinador, esta subestación requiere de la ampliación de capacidad de transformación tal como fue presentado en la Propuesta de Expansión de Transmisión 2019. En el ITP 2019 no se identifica una obra alternativa que dé solución a este requerimiento.</p>	<p>Aumento de Capacidad S/E Monte Patria. Nuevo Transformador 66/23 KV - 10 MVA. El proyecto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/23 kV de 10 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC que permita el control de las variaciones de tensión de la zona. Se ampliará el patio de 66 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. El patio de 23 kV se conformará igual al existente en la subestación y será acoplado a éste. Además, se deberá considerar 2 posiciones disponibles para futuras conexiones de alimentadores. La ingeniería conceptual se encuentra desarrollada en el Informe Complementario a la propuesta de Expansión de la Transmisión 2019, enviado por el Coordinador.</p>	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, cabe señalar que la metodología de evaluación de suficiencia para transformadores AT/MT implica evaluar el nivel de cargabilidad proyectado al año 2023 de estos equipos, pues se estima que en ese año se podrían poner en servicio los transformadores AT/MT recomendados en el presente plan de expansión.</p> <p>De acuerdo con la caracterización de la demanda y su proyección realizada por esta Comisión, se estima una cargabilidad de aproximadamente 80% al 2023 en el transformador 66/23 kV 10 MVA existente en la S/E Monte Patria.</p> <p>Considerando que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 18 de la RE 711, el nivel de cargabilidad mínimo necesario para recomendar una obra de ampliación es de 90%, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.</p>
07-6	<p>Tabla 62: Proyectos postergados. N°132, Ampliación S/E Algarrobo Norte.</p>	<p>De acuerdo al diagnóstico 2020 realizado por el Coordinador, esta subestación requiere de la ampliación de capacidad de transformación, tal como fue presentado en la Propuesta de Expansión de Transmisión 2019.</p> <p>En el ITP 2019 no se identifica una obra alternativa que dé solución a este requerimiento.</p>	<p>Aumento de Capacidad S/E Algarrobo Norte. Nueva Unidad 66/12,5 KV - 20 MVA. El proyecto consiste en la incorporación de un nuevo transformador 66/12,5 kV - 20 MVA en la subestación Algarrobo Norte. El proyecto debe considerar la ampliación de las barras 66 kV y 12,5 kV, para este último nivel de tensión debe permitir la conexión de 2 alimentadores al menos, sumado a todas las modificaciones y adecuaciones que correspondan en 66 kV y 12 kV.</p> <p>La ingeniería conceptual se encuentra desarrollada en el Informe Complementario a la propuesta de Expansión de la Transmisión 2019 del Coordinador.</p>	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, cabe señalar que la metodología de evaluación de suficiencia para transformadores AT/MT contempla evaluar el nivel de cargabilidad proyectado al año 2023 de estos equipos, pues se estima que en ese año se podrían poner en servicio los transformadores AT/MT recomendados en el presente plan.</p> <p>De acuerdo con la caracterización de la demanda y su proyección realizada por esta Comisión, se estima una cargabilidad de aproximadamente 82% al 2023 en el transformador 66/12 kV 7 MVA existente en la S/E Algarrobo Norte.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Considerando que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 18 de la RE 711, el nivel de cargabilidad mínimo necesario para recomendar una obra de ampliación es de 90%, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.
07-7	Tabla 62: Proyectos postergados. N°125, Ampliación S/E Santa Raquel.	De acuerdo al diagnóstico 2020 realizado por el Coordinador, esta subestación requiere de la ampliación de capacidad de transformación, tal como fue presentado en la Propuesta de Expansión de Transmisión 2019. En el ITP 2019 no se identifica una obra alternativa que dé solución a este requerimiento.	Aumento de Capacidad S/E Santa Raquel. Reemplazo del transformador T4 110/12.5 kV – 22,4 MVA. El proyecto consiste en el reemplazo del transformador T4 110/12.5 kV – 22,4 MVA en la subestación Santa Raquel por una unidad de 110/12,5 kV – 50 MVA. El proyecto debe considerar todas las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones. La ingeniería conceptual se encuentra desarrollada en el Informe Complementario a la propuesta de Expansión de la Transmisión 2019 del Coordinador.	<b>No se acoge la observación.</b> Respecto a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, esta Comisión señala que, si bien, de acuerdo a la proyección de demanda realizada, los cuatro transformadores en la S/E Santa Raquel tendrían una cargabilidad estimada en torno al 91%, esta podría ser mitigada mediante traspasos de carga a través del sistema de distribución, permitiendo postergar la incorporación de esta obra para luego evaluarla en futuros planes de expansión.  Dado lo anterior, la ampliación de la S/E Santa Raquel será evaluada en el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2020.
07-8	Tabla 62: Proyectos postergados. N°127, Ampliación S/E Lo Boza.	De acuerdo al diagnóstico 2020 realizado por el Coordinador, esta subestación requiere de la ampliación de capacidad de transformación, tal como fue presentado en la Propuesta de Expansión de Transmisión 2019. En el ITP 2019 no se identifica una obra alternativa que dé solución a este requerimiento.	Aumento de Capacidad S/E Lo Boza. Reemplazo del transformador T2 110/12,5 kV – 25 MVA. El proyecto consiste en el reemplazo del transformador T2 110/12,5 kV – 25 MVA en la subestación Lo Boza por una unidad de 110/12 kV – 50 MVA. El proyecto debe considerar todas las modificaciones y adecuaciones que correspondan en 110 kV y 12,5 kV. La ingeniería conceptual se encuentra desarrollada en el Informe Complementario a la propuesta de Expansión de la Transmisión 2019 del Coordinador.	<b>No se acoge la observación.</b> Respecto a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, esta Comisión señala que, de acuerdo a la proyección de demanda realizada y a la información técnica presentada por el Coordinador, que indica la existencia de 4 transformadores de 110/12,5 kV en la S/E Lo Boza, se estima que la cargabilidad máxima de estos transformadores en la subestación en análisis sería de, aproximadamente, 85% al año 2023.  Lo anterior no cumple los criterios establecidos para recomendar obras por concepto de suficiencia, según lo establecido en el artículo 18 de la RE 711, por lo que no se incorporará la obra de expansión propuesta.  Sin perjuicio de lo anterior, la obra "Aumento de capacidad S/E Lo Boza" será evaluada en el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2020.
07-9	Tabla 62: Proyectos postergados. N°145, Aumento de Capacidad S/E Parral. Instalación BBCC 15 MVAR.	Se indica que en los análisis no se observaron niveles de tensión por debajo de lo permitido. Sin perjuicio de lo anterior, actualmente en temporada estival, existen dificultades en el control de tensión en la Zona Alto Jahuel – Charrúa por falta de reactivos. Dado lo anterior, no debieran postergarse obras que apuntan a mejorar problemáticas presentes en el sistema y que no presentan soluciones alternativas. Además, esta obra sería sumamente necesaria en caso de eventuales retrasos de la línea costera, lo cual es totalmente posible debido a la experiencia reciente en la realización de obras de esa envergadura. Por último, cabe indicar que lo ideal sería que la empresa propietaria de	Aumento de Capacidad S/E Parral. Instalación BBCC 15 MVAR. El proyecto consiste en incorporar un equipo de compensación reactiva de 15 MVAR con pasos de 2,5 MVAR en la S/E Parral. La ingeniería conceptual se encuentra desarrollada en el Informe Complementario a la propuesta de Expansión de la Transmisión 2019 del Coordinador.	<b>No se acoge la observación.</b> Respecto a la observación presentada por el Coordinador, sobre la incorporación de un banco de condensadores en S/E Parral, cabe señalar que, de acuerdo a los análisis de flujo de potencia realizados por esta Comisión, tomando en cuenta la existencia de dos BBCC de 5 MVAR cada uno en la S/E Parral y la demanda máxima coincidente proyectada al año 2023 entre las SS/EE Charrúa y Parral, no se observan tensiones fuera de las admitidas por la NTSyCS para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal menores a 200 [kV].

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		la S/E Parral desarrollase esta obra mediante el mecanismo que impone el artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos, ya que este proyecto presenta todas las características necesarias para cumplir con el proceso que enmarca dicho artículo.		Por lo anterior, no se acoge lo solicitado por el Coordinador.
07-10	Tabla 62: Proyectos postergados. N°139, Ampliación S/E Hospital.	Asocia el proyecto con la S/E Ranguilí que se encuentra en otra zona geográfica; por lo tanto, no queda claro si el análisis efectivamente consideró las demandas respectivos aguas abajo del transformador actual de 18,7 MVA. Actualmente, la S/E Hospital posee un transformador 66/15 kV de 10 MVA como reserva conectada, el cual permite cubrir la demanda proyectada al año 2038. Se recomienda la habilitación de manera permanente del transformador de reserva mejorando el estándar de seguridad. Este proyecto resulta conveniente ser incorporado en el Plan de Expansión de la Transmisión 2020.	Dado el crecimiento de la demanda, se considera apropiada la postergación de esta obra para el plan de expansión 2020.	<b>Se acoge la observación.</b>  Respecto a la observación presentada por el Coordinador, sobre postergación de la obra "Ampliación S/E Hospital", cabe señalar que la proyección de demanda realizada por esta Comisión muestra que la cargabilidad máxima del transformador en esta subestación sería de, aproximadamente, 88% al año 2023, lo que no cumple los criterios establecidos en la RE 711 para recomendar obras por concepto de suficiencia.  Por lo tanto se posterga su evaluación para planes posteriores.
07-11	Tabla 62: Proyectos postergados. N°126, Ampliación S/E Hualañé.	De acuerdo al diagnóstico 2020 realizado por el Coordinador, esta subestación requiere de la ampliación de capacidad de transformación, tal como fue presentado en la Propuesta de Expansión de Transmisión 2019. En el ITP 2019 no se identifica una obra alternativa que dé solución a este requerimiento.	Aumento de Capacidad S/E Hualañé. Reemplazo del transformador N°1 66/13,8 kV - 5 MVA El proyecto consiste en el reemplazo del transformador N°1 66/13,8 kV, 5 MVA por un nuevo transformador de 10 MVA, considerando sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. Se ampliará el patio de 13,8 kV tal que cuente con una nueva posición de alimentador. El proyecto originalmente consideraba la instalación de un segundo transformador 66/13,8 kV 5 MVA, sin embargo, en el desarrollo de la ingeniería conceptual se pudo observar que no hay espacio suficiente dentro de la propia subestación como para realizar la instalación de un nuevo transformador. La ingeniería conceptual se encuentra desarrollada en el Informe Complementario a la propuesta de Expansión de la Transmisión 2019 del Coordinador.	<b>No se acoge la observación.</b>  Respecto a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita incorporar la obra "Ampliación S/E Hualañé", se indica que, de acuerdo con la caracterización y proyección de la demanda realizada por esta Comisión, se estima una cargabilidad máxima de, aproximadamente, 38% al 2023 en el transformador 66/13.8 kV existente en la S/E Hualañé. Cabe mencionar que, si bien existe un peak de demanda de, aproximadamente, 3.5 MW en el año 2018, es muy probable que esto corresponda a un traspaso de carga puntual desde la S/E Licantén, toda vez que en esa subestación se observa una caída de la demanda semejante al alza de demanda en la S/E Hualañé, lo que no debería ser considerado como operación normal en el contexto de la planificación.  Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por el Coordinador.
07-12	Tabla 62: Proyectos postergados. N°131, Ampliación S/E Villa Prat.	De acuerdo al diagnóstico 2020 realizado por el Coordinador, esta subestación requiere de la ampliación de capacidad de transformación, tal como fue presentado en la Propuesta de Expansión de Transmisión 2019. En el ITP 2019 no se identifica una obra alternativa que dé solución a este requerimiento.	Aumento de Capacidad S/E Villa Prat. Reemplazo de transformadores 66/13,8 kV. El proyecto consiste en el reemplazo de ambos transformadores 66/13,8 kV, 5 MVA por un nuevo transformador de 15 MVA, considerando sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC para el control de las variaciones de tensión de la zona. Se ampliará el patio de 13,8 kV tal que cuente con dos nuevas posiciones de alimentadores. El proyecto originalmente consideraba la instalación de un tercer	<b>No se acoge la observación.</b>  Respecto a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita incorporar la obra "Ampliación S/E Villa Prat", se indica que, de acuerdo con la caracterización y proyección de la demanda realizada por esta Comisión, se estima una cargabilidad máxima de aproximadamente 78% al año 2023 en los transformadores 66/13,2 kV existentes en la S/E Villa Prat, de modo que la evaluación de la obra no cumple con los criterios establecido en el artículo 18 de la RE 711 para ser incorporada

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			transformador 66/13,8 kV 5 MVA, sin embargo, en el desarrollo de la ingeniería conceptual se pudo observar que la subestación no cuenta con una barra en 66 kV ni interruptores que protejan a los transformadores actuales. Con la modificación realizada a este proyecto, se logra aumentar los niveles de seguridad de la subestación y permite un crecimiento más armónico para futuras ampliaciones. La ingeniería conceptual se encuentra desarrollada en el Informe Complementario a la propuesta de Expansión de la Transmisión 2019 del Coordinador.	en el presente plan de expansión. Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por el Coordinador.
07-13	Tabla 62: Proyectos postergados. N°143, Aumento de Capacidad de Transmisión de la Línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo.	De acuerdo al diagnóstico 2020 realizado por el Coordinador, esta subestación requiere de la ampliación de capacidad de transformación, tal como fue presentado en la Propuesta de Expansión de Transmisión 2019. En el ITP 2019 no se identifica una obra alternativa que dé solución a este requerimiento.	Dado el crecimiento de la demanda, se considera apropiada la postergación de esta obra para el plan de expansión de transmisión 2020.	<b>No se acoge la observación.</b> La observación realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional no contiene una propuesta de modificación a ser incorporada al Informe Técnico Final.
07-14	Proyecto 4.1.10 Ampliación en S/E Andalién (NTR ATMT).	Las subestaciones Andalién, Ejército y Colo Colo suman una capacidad de transformación de 160 MVA. En su conjunto, el año 2018 tuvieron una demanda máxima coincidente de 95 MVA (percentil 0.99), la que proyectada al año 2025 alcanza los 112 MVA. Por lo tanto, la relación entre la demanda máxima y la capacidad de transformación total se encuentra sobre un 70%, por lo que se justifica que exista una obra que disminuya la cargabilidad de los transformadores en dicha zona. No obstante, la obra nueva, S/E El Trébol decretada en el DS N°418 de 2018, incorpora un transformador AT/MT de 30 MVA que traspasa carga de la S/E Ejército y permite disminuir la cargabilidad en la zona. Si bien esta obra ha sido declarada desierta en dos oportunidades, aún se encuentra en plazo para que pueda entrar en servicio al año 2025, por lo tanto se propone postergar la ampliación en la S/E Andalién para el próximo plan de expansión. Adicionalmente, en la elaboración de la Propuesta de Expansión de Transmisión del año 2019 el Coordinador identificó las mismas problemáticas en la S/E Andalién, situación que fue validada por CGE, empresa que indicó que las altas demandas en la S/E Andalién se debían a traspasos de carga, por lo que la demanda máxima registrada no correspondía a la operación normal.	Dadas las particularidades de la zona y las obras mencionadas, se recomienda postergar esta obra para el plan de expansión de transmisión 2020.	<b>Se acoge la observación.</b> Respecto a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita postergar la obra "Ampliación en S/E Andalién", cabe señalar que, según la información georreferenciada de la que dispone esta Comisión, existiría un grado de interconexión entre alimentadores de distribución que permite inferir la factibilidad de efectuar traspasos de demanda entre las SPD que sirven a la ciudad de Concepción, esto es, Andalién, Colo Colo y Ejército. Por otra parte, esta Comisión ha optado por postergar el análisis de esta obra u otra que permita entregar suficiencia al abastecimiento de la demanda de la ciudad de Concepción para el próximo proceso de expansión, teniendo mejor información respecto a la materialización de la obra Nueva S/E El Trébol, actualmente en proceso de licitación (3er llamado).
07-15	Proyecto 7.1.9 Nueva S/E Seccionadora La Invernada.	Se observa que en la valorización de la S/E Seccionadora La Invernada y la S/E Epuleufu no están considerados de forma explícita los costos asociados a las líneas de transmisión dedicadas que serían intervenidas.	Se solicita aclarar si la evaluación consideró el costo de intervenir líneas de transmisión dedicadas. Además, se solicita reevaluar los beneficios de estas obras considerando los costos asociados a las líneas de transmisión dedicadas a intervenir.	<b>Se acoge la observación.</b> Ver respuesta a observación 02-12

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																								
07-16	Proyecto 4.1.1 Ampliación en S/E Quilpué	<p>La Subestación Quilpué cuenta con 3 transformadores de poder de 25 MVA y a 8,5 km de distancia está la S/E Peñablanca con una unidad de 30 MVA.</p> <p><b>Ver Ubicación S/E Quilpué y S/E Peñablanca en el Anexo 7.1</b></p> <p>A continuación se muestra la cargabilidad de las unidades transformadores de la zona, la cual incluye la sensibilidad a la proyección de demanda (tendencia a la baja):</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>2019</th> <th>2020</th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PEÑABLANCA 110/12KV 30MVA</td> <td>52%</td> <td>52%</td> <td>53%</td> <td>53%</td> <td>54%</td> <td>54%</td> <td>55%</td> </tr> <tr> <td>QUILPUE 110/12KV 25MVA 1</td> <td>60%</td> <td>60%</td> <td>61%</td> <td>61%</td> <td>62%</td> <td>62%</td> <td>63%</td> </tr> <tr> <td>QUILPUE 110/12KV 25MVA 2</td> <td>73%</td> <td>73%</td> <td>74%</td> <td>74%</td> <td>75%</td> <td>75%</td> <td>76%</td> </tr> <tr> <td>QUILPUE 110/12KV 25MVA 3</td> <td>65%</td> <td>65%</td> <td>66%</td> <td>66%</td> <td>67%</td> <td>67%</td> <td>68%</td> </tr> </tbody> </table> <p>De la tabla podemos apreciar que el conjunto de unidades no supera el 75% de Cargabilidad. La empresa que opera las instalaciones no ha presentado antecedentes de crecimientos puntuales nuevos, así como tampoco un cuadro de carga que indique quien abastecerá al nuevo Hospital Provincial de Marga Marga o en su defecto las cargabilidades incluyendo a nuevos consumos puntuales.</p>		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	PEÑABLANCA 110/12KV 30MVA	52%	52%	53%	53%	54%	54%	55%	QUILPUE 110/12KV 25MVA 1	60%	60%	61%	61%	62%	62%	63%	QUILPUE 110/12KV 25MVA 2	73%	73%	74%	74%	75%	75%	76%	QUILPUE 110/12KV 25MVA 3	65%	65%	66%	66%	67%	67%	68%	<p>Se solicita evaluar la postergación de este proyecto o en su defecto, si la CNE considera la necesidad de una nueva unidad para esta zona, se recomienda que esta nueva unidad sea instalada en la S/E Peñablanca y así otorgar mayor seguridad de servicio a esta subestación, que cuenta con sólo un transformador.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por el Coordinador, en la que solicita evaluar la postergación de la obra "Ampliación en S/E Quilpué", cabe señalar que, de acuerdo con la caracterización y proyección de la demanda realizada por esta Comisión, se estima que la cargabilidad de los transformadores 110/12 kV en la S/E Quilpué supera el 90% al año 2023 y, por lo tanto corresponde el reemplazo de alguno de ellos por concepto de suficiencia, de acuerdo a lo establecido en el artículo 18 de la RE 711.</p> <p>Por otro lado, no es claro que la tasa de traspaso de carga desde la S/E Quilpué a la S/E Peñablanca sea suficiente como para evitar alcanzar el 90% de cargabilidad en los transformadores de la S/E Quilpué, manteniendo el desarrollo de la obra en esta subestación.</p> <p>Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por el Coordinador.</p>
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025																																					
PEÑABLANCA 110/12KV 30MVA	52%	52%	53%	53%	54%	54%	55%																																					
QUILPUE 110/12KV 25MVA 1	60%	60%	61%	61%	62%	62%	63%																																					
QUILPUE 110/12KV 25MVA 2	73%	73%	74%	74%	75%	75%	76%																																					
QUILPUE 110/12KV 25MVA 3	65%	65%	66%	66%	67%	67%	68%																																					
07-17	Líneas del sistema de transmisión que se encuentran modeladas en la base de datos Digsilent del Informe Técnico Preliminar, cuyos parámetros son diferentes a la información del sistema de transmisión, que se encuentran publicados en Infotecnica.	<p>En la base de datos Digsilent del estudio, se observan parámetros técnicos de líneas del sistema de transmisión del SEN, que no corresponderían a la información oficial publicada en sitio WEB del Coordinador. Estas diferencias se observan en las siguientes líneas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Líneas 2x500 kV Los Changos - Kimal: Un 19% de diferencia en el valor de resistencia de secuencia positiva.</li> <li>- Línea 500 kV Ancoa - Alto Jahuel C1: Un 13% de diferencia en el valor de inductancia de secuencia positiva.</li> <li>- Línea 500 kV Ancoa - Alto Jahuel C2: Un 25% de diferencia en el valor de inductancia de secuencia positiva.</li> <li>- Línea 500 kV Entre Ríos - Charrúa - C1: Un 15,7% de diferencia en el valor de resistencia de secuencia positiva.</li> <li>- Línea 500 kV Entre Ríos - Charrúa - C2: Un 13% de diferencia en el valor de resistencia de secuencia positiva.</li> <li>- Línea 500 kV Entre Ríos - Ancoa C1: Un 15,7% de diferencia en el valor de resistencia de secuencia positiva.</li> <li>- Línea 500 kV Entre Ríos - Ancoa C2, con un 13% de diferencia en el valor de resistencia de secuencia positiva.</li> </ul>	<p>Se recomienda revisar esos valores y evaluar su impacto, con la finalidad de verificar la validez de los resultados.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la que recomienda revisar parámetros de instalaciones del sistema de transmisión en la BD DigSilent, esta Comisión modificó la impedancia de los circuitos indicados de acuerdo a lo recomendado.</p>																																								

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
07-18	6.4.3.2, Análisis de resiliencia ante desastres naturales como maremotos.	<p>Ante un maremoto en la zona de Mejillones, se considera fuera de servicio las unidades de Centrales Gas Atacama, Mejillones, Cochrane, Angamos, Kelar y la futura Central Infraestructura Energética Mejillones.</p> <p>Al comparar la zona de inundación de Mejillones que se encuentra publicado en el sitio WEB del SHOA, con la ubicación geográfica de las centrales, se observa que las Centrales Cochrane y Angamos quedan fuera de la línea de inundación.</p>	Se recomienda evaluar revisar las zonas de inundación y dependiendo del resultado, reevaluar el criterio utilizado y sus efectos en la propuesta de plan. Es posible que parte de las centrales puedan mantenerse en operación ayudando a la recuperación del sistema.	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación planteada por el Coordinador Eléctrico Nacional, en la que solicita revisar las zonas de inundación consideradas en el análisis de resiliencia, esta Comisión señala que la manera en que se abordó el análisis con motivo del ITP corresponde a una mirada más conservadora en comparación con la información que se puede obtener del SHOA.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión considerará lo planteado por el Coordinador en los análisis del próximo proceso anual de planificación.</p>
07-19	S/E Parinas	<p>Existe gran interés para la conexión de proyectos de generación en esta subestación, que no han podido ser admitidos bajo el régimen de Acceso Abierto establecido por la LGSE y la Res.Exta. 154/2017, debido a que no existen posiciones disponibles.</p> <p>Entre los proyectos no admisibles se encuentran:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Parque Eólico Caos (300 MW) promovido por Grenergy Renovables Pacific Ltda, carta DE03625-19 de fecha 1 de julio de 2019.</li> <li>- Parque Eólico Cascabel (180 MW) promovido por Parque Eólico Nolana SpA., carta DE04401-19 de fecha 14 de agosto de 2019.</li> <li>- Parque Fotovoltaico Paposos (300 MW) promovido por Aes Gener S.A., carta DE04400-19 de fecha 14 de agosto de 2019.</li> <li>- Parque Eólico Horizonte II (296 MW) promovido por Colbún S.A., carta DE06308-19 de fecha 26 de noviembre de 2019.</li> </ul>	De acuerdo al Decreto N°4/2019 se considera espacio para 2 diagonales en terreno nivelado, por lo que se propone evaluar la ampliación de S/E Parinas 220 kV en al menos 2 diagonales adicionales.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, en la que solicita evaluar la ampliación de la S/E Parinas, cabe señalar que los derechos de ejecución y explotación de la S/E Parinas fueron adjudicados recientemente por el Coordinador a través del proceso de licitación correspondiente.</p> <p>Dado lo anterior, esta S/E se encuentra en una etapa previa a su ejecución, de modo que resultaría apresurado proponer una obra de ampliación en ella.</p> <p>Adicionalmente, aquellas empresas que se encuentren interesadas en concretar una solicitud de conexión en dicha instalación que implique la ampliación de la misma, pueden acordar con la empresa transmisora la presentación de una solicitud para ejecutar las obras necesarias para la conexión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 102° de la LGSE, mecanismo que permitiría contar con la obra en plazos más acotados que al hacerlo a través del proceso de planificación centralizada.</p> <p>Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por el Coordinador.</p>
07-20	S/E Río Malleco	<p>En S/E Río Malleco 220 kV no se cuenta con posiciones disponibles para la conexión de proyectos de generación. El siguiente proyecto no pudo ser admitidos bajo el régimen de Acceso Abierto establecido por la LGSE y la Res.Exta. 154/2017, debido a que no existen posiciones disponibles:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Parque Eólico Don Maximiliano (100 MW) promovido por Aes Gener S.A., carta DE05546-19 de fecha 11 de octubre de 2019.</li> </ul> <p>En consecuencia, la ampliación de la subestación contribuiría al desarrollo del potencial energético de la zona.</p>	De acuerdo al Decreto N°422/2017 considera espacio para 2 diagonales en terreno nivelado, por lo que se propone evaluar la ampliación de S/E Río Malleco 220 kV en al menos 2 diagonales adicionales.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, en la cual solicita evaluar la ampliación de la la S/E Río Malleco, cabe señalar, en primer lugar, que esta obra no forma parte de su Propuesta de Expansión del año 2019 ni de su respectivo Informe Complementario.</p> <p>Adicionalmente, aquellas empresas que se encuentren interesadas en concretar una solicitud de conexión en dicha instalación que implique la ampliación de la misma, pueden acordar con la empresa transmisora la</p>

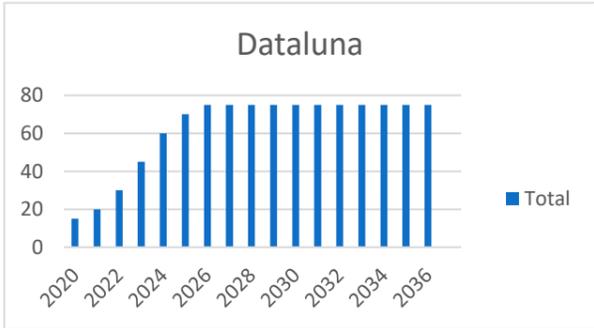
ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>presentación de una solicitud para ejecutar las obras necesarias para la conexión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 102° de la LGSE, mecanismo que permitiría contar con la obra en plazos más acotados que al hacerlo a través del proceso de planificación centralizada.</p> <p>Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por el Coordinador.</p>
07-21	Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Panguilemo.	<p>No se aprecia el análisis a la obra propuesta por el Coordinador denominada Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Panguilemo. Esta subestación requiere de la ampliación de capacidad de transformación tal como fue presentado en la Propuesta de Expansión de Transmisión 2019.</p> <p>La propuesta del Coordinador considera un nuevo transformador de 10 MVA para evitar congestión en el transformador existente. En el diagnóstico del Coordinador 2020 se confirma dicha necesidad .</p>	<p>Aumento de Capacidad S/E Panguilemo. Nueva Unidad 66/15 KV – 10 MVA.</p> <p>El proyecto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/15 kV, 10 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador deberá contar con un CTBC para el control de las variaciones de tensión de la zona. Se ampliará el patio de 66 kV tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. Se construirá un nuevo patio de 15 kV que permita la conexión de dos nuevos alimentadores y se acople al patio de 15 kV existente. La ingeniería conceptual se encuentra desarrollada en el Informe Complementario a la propuesta de Expansión de la Transmisión 2019 del Coordinador.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador, en la cual se solicita la incorporación de la obra "Aumento de Capacidad S/E Panguilemo", se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De acuerdo a los análisis realizados por esta Comisión, la obra de ampliación solicitada se encuentra en el límite del criterio para ser incluida en el presente plan de expansión.</li> <li>- Sin embargo, dado el nivel complejidad de la conexión de esta subestación al sistema de transmisión zonal, se ha decidido postergar la ejecución de esta obra para el Plan de Expansión 2020, en el cual se revisará la mejor solución tanto para la expansión de capacidad como para la conexión de esta subestación al resto del sistema.</li> </ul>

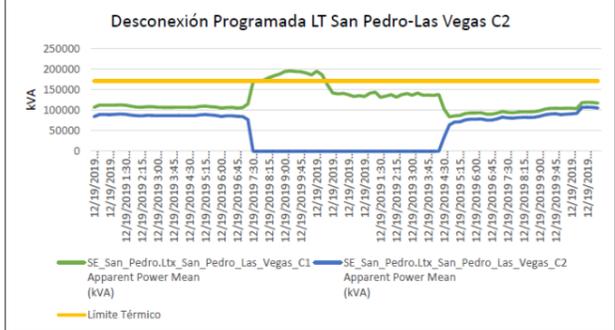
# 08 CHILQUINTA

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
08-1	1. PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION ZONAL; 4.2 Obras Nuevas, Sistema C; 4.2.1 Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo – Los Poetas.	<p>Con respecto a esta obra, es importante señalar que actualmente en el sistema 66 kV de Litoral existe la S/E Tap El Manzano que permite la derivación hacia las SS/EE Las Balandras y Totoral.</p> <p>Esta obra aumenta la flexibilidad y seguridad de la operación de la Subestación Tap El Manzano, tal como lo señala el segundo párrafo del Artículo 89° de la LGSE: <i>“que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes”</i>.</p> <p>Por lo tanto, observamos que el proyecto de subestación debe ser considerado una <b>obra de ampliación</b> de la actual SE Tap El Manzano dado que corresponde al mismo nodo eléctrico, la topología actual no es modificada y su configuración se mantiene invariante.</p> <p>Acerca del alcance de la parte del proyecto <i>“traslado de la línea 1x66 kV Tap El Manzano – El Totoral, mediante la desconexión del extremo en el Tap El Manzano para su posterior conexión a la nueva subestación Los Poetas”</i>, si la S/E Tap El Manzano es ampliada, esta parte del proyecto correspondería a la propia S/E que se amplía, de manera que se solicita eliminar esta mención. Sin pérdida de generalidad, si la S/E no cambiara de definición a obra de ampliación, entonces, esta extensión de LT hacia el Totoral debe ser considerado como una <b>ampliación de instalación existente</b>.</p> <p>Esta situación se asemeja a los proyectos <i>“Doble Barra Tap Algarrobo”</i> y <i>“Extensión San Jerónimo – Las Piñatas”</i>, ambas consideradas obras de ampliación en los decretos 418/17 y 293/18, respectivamente.</p> <p><b>Ver esquema actual del sistema Litoral 66 kV en el Anexo 8.1</b></p>	<p style="text-align: center;"><b>(Página 79)</b></p> <p>Considerar SE Seccionadora Los Poetas 66 kV como <b>Obra de Ampliación</b> de la actual S/E Tap El Manzano.</p> <p><b>Propuesta:</b></p> <p>4.2.1: AMPLIACIÓN DE S/E TAP EL MANZANO</p> <p>4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra</p> <p>El proyecto consiste en la ampliación de la existente S/E Tap El Manzano, con sus respectivos paños de líneas existentes. El proyecto considera que la configuración del patio de 66 kV de la subestación Tap El Manzano corresponderá a barra simple y barra de transferencia, con capacidad de, al menos, 300 MVA, con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberán construir tres paños de LT hacia Doble Barra Tap Algarrobo, LT hacia El Totoral y LT hacia Las Balandras, dejando espacio para un paño de LT futuro.</p> <p><b>Ver esquema propuesto del sistema 66 kV de Litoral en el Anexo 8.2</b></p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación planteada por Chilquinta, en la que solicita considerar la obra "Nueva S/E Seccionadora Los Poetas" como una obra de ampliación del Tap El Manzano, cambiando así su designación como obra nueva, cabe señalar que, dada las características del Tap El Manzano, no resulta suficiente proponer una obra de ampliación de éste, siendo necesario, para el cumplimiento de los objetivos que se consideraron al diseñar una solución a las necesidades de expansión detectadas en la zona analizada, proponer una obra nueva, que cumpla con las características técnicas que se requieren para otorgar dicha solución adecuadamente.</p> <p>Dado lo anterior, se desprende que la obra propuesta no se trata de una obra que aumente la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de instalaciones existentes, por lo que no se cumple con la definición de "obra de ampliación" establecida en el inciso segundo del artículo 89° de la Ley.</p> <p>Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por la empresa, manteniéndose la obra observada como una obra nueva del presente plan de expansión.</p>
08-2	2. PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION ZONAL; 4.2 Obras Nuevas, Sistema C; 4.2.1 Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo – Los Poetas.	<p>Con respecto a esta obra, observamos que la línea Tap Algarrobo – Los Poetas debiera corresponder a una <b>obra de ampliación</b> ya que es un segundo circuito inmerso en el sistema 66 kV de Litoral, extendiéndose entre la S/E existente Doble Tap Algarrobo y existente S/E Tap El Manzano. Por otra parte, al referirse como <i>“S/E Los Poetas”</i>, se trata de la actual S/E Tap El Manzano que se ampliará.</p> <p>Esta obra reduce la actual cargabilidad del circuito N°1 existente aportando suficiencia hacia el sistema litoral.</p> <p>Acerca del alcance de la parte del proyecto <i>“traslado de la línea 1x66 kV Tap El Manzano – El Totoral, mediante la desconexión del extremo en el Tap El Manzano para su posterior conexión a la nueva subestación Los Poetas”</i>, si la S/E Tap El Manzano es ampliada, esta parte del proyecto correspondería a la propia S/E que se amplía, de manera que se solicita eliminar esta mención. Sin pérdida de generalidad, si la S/E no cambiara de definición a obra de ampliación, entonces, esta extensión de LT hacia el Totoral debe ser considerado como una <b>ampliación de instalación existente</b>.</p> <p>Esta situación se asemeja a los proyectos <i>“Segundo Circuito Bosquemar – Tap Reñaca –Reñaca”</i> y <i>“Extensión San Jerónimo – Las Piñatas”</i>, ambas consideradas obras de ampliación en los decretos 198/19 y 293/18, respectivamente.</p>	<p style="text-align: center;"><b>(Página 79)</b></p> <p>Considerar que Línea Tap Algarrobo – SE Seccionadora Tap El Mazano corresponde a <b>Obra de Ampliación</b>.</p> <p><b>Propuesta:</b></p> <p>4.2.2 SEGUNDO CIRCUITO LT TAP ALGARROBO – TAP EL MANZANO</p> <p>4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra</p> <p>El proyecto consiste en la construcción del segundo circuito de línea 66 kV Tap Algarrobo – Tap El Manzano, con sus respectivos paños de línea en las SS/EE Tap Algarrobo y Tap El Manzano, considerando las modificaciones establecidas en la obra <i>“Ampliación en S/E Tap El Manzano”</i>, establecida como obra de ampliación del plan 2019. Este segundo circuito tendrá a lo menos, las mismas características del tramo de actual LT Tap Algarrobo – Tap El Manzano, o en su defecto, tendrá a lo menos, 40 MVA de capacidad de transmisión a 35°C</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver la respuesta a la observación 08-1</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																																																																																																																																												
			temperatura ambiente con sol, entre la subestación Tap Algarrobo y la subestación Tap El Manzano.  <b>Ver esquema propuesto del sistema 66 kV de Litoral en el Anexo 8.3</b>																																																																																																																																																													
08-3	3. PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION ZONAL; 4.1 Obras de Ampliación, Sistema C; 4.1.4 Ampliación en S/E Las Balandras (HTR ATMT).	<p>El proyecto de habilitación del Transformador de 11,2 MVA es necesario para el crecimiento de la demanda, no obstante, de acuerdo a nuestros cálculos de proyección de demanda, la potencia nominal de 11,2 MVA no es suficiente para el horizonte de 20 años.</p> <p>Con esta capacidad de potencia de 11,2 MVA, no se cubre el criterio N-1 en el horizonte de evaluación.</p> <p>En la tabla siguiente se muestra la proyección de demanda en el horizonte de 20 años:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">T1</th> <th colspan="3">T2</th> </tr> <tr> <th>Transformador</th> <th colspan="2">LBALANDRAS 66/12.5KV 12.5MVA 1</th> <th>Transformador</th> <th colspan="2">LBALANDRAS 66/12.5KV 2</th> </tr> <tr> <th>Subestación</th> <th colspan="2">S/E LAS BALANDRAS</th> <th>Subestación</th> <th colspan="2">S/E LAS BALANDRAS</th> </tr> <tr> <th>Capacidad</th> <th colspan="2">12.5 (MVA)</th> <th>Capacidad</th> <th colspan="2">11.2 (MVA)</th> </tr> <tr> <th>Año</th> <th>Demanda Máxima (MVA)</th> <th>Nivel de Carga respecto Capacidad Nominal (%)</th> <th>Año</th> <th>Demanda Máxima (MVA)</th> <th>Nivel de Carga respecto Capacidad Nominal (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2020</td><td>6.253</td><td>92%</td><td>2020</td><td>-</td><td>0%</td></tr> <tr><td>2021</td><td>6.501</td><td>96%</td><td>2021</td><td>-</td><td>0%</td></tr> <tr><td>2022</td><td>6.758</td><td>100%</td><td>2022</td><td>-</td><td>0%</td></tr> <tr><td>2023</td><td>7.026</td><td>56%</td><td>2023</td><td>6.206</td><td>55%</td></tr> <tr><td>2024</td><td>7.304</td><td>58%</td><td>2024</td><td>6.452</td><td>58%</td></tr> <tr><td>2025</td><td>7.594</td><td>61%</td><td>2025</td><td>6.708</td><td>60%</td></tr> <tr><td>2026</td><td>7.894</td><td>63%</td><td>2026</td><td>6.973</td><td>62%</td></tr> <tr><td>2027</td><td>8.207</td><td>66%</td><td>2027</td><td>7.249</td><td>65%</td></tr> <tr><td>2028</td><td>8.532</td><td>68%</td><td>2028</td><td>7.536</td><td>67%</td></tr> <tr><td>2029</td><td>8.870</td><td>71%</td><td>2029</td><td>7.835</td><td>70%</td></tr> <tr><td>2030</td><td>9.221</td><td>74%</td><td>2030</td><td>8.145</td><td>73%</td></tr> <tr><td>2031</td><td>9.586</td><td>77%</td><td>2031</td><td>8.468</td><td>76%</td></tr> <tr><td>2032</td><td>9.966</td><td>80%</td><td>2032</td><td>8.803</td><td>79%</td></tr> <tr><td>2033</td><td>10.360</td><td>83%</td><td>2033</td><td>9.152</td><td>82%</td></tr> <tr><td>2034</td><td>10.771</td><td>86%</td><td>2034</td><td>9.514</td><td>85%</td></tr> <tr><td>2035</td><td>11.197</td><td>90%</td><td>2035</td><td>9.891</td><td>88%</td></tr> <tr><td>2036</td><td>11.640</td><td>93%</td><td>2036</td><td>10.283</td><td>92%</td></tr> <tr><td>2037</td><td>12.101</td><td>97%</td><td>2037</td><td>10.690</td><td>95%</td></tr> <tr><td>2038</td><td>12.581</td><td>101%</td><td>2038</td><td>11.113</td><td>99%</td></tr> <tr><td>2039</td><td>13.079</td><td>105%</td><td>2039</td><td>11.553</td><td>103%</td></tr> <tr><td>2040</td><td>13.597</td><td>109%</td><td>2040</td><td>12.011</td><td>107%</td></tr> </tbody> </table>	T1			T2			Transformador	LBALANDRAS 66/12.5KV 12.5MVA 1		Transformador	LBALANDRAS 66/12.5KV 2		Subestación	S/E LAS BALANDRAS		Subestación	S/E LAS BALANDRAS		Capacidad	12.5 (MVA)		Capacidad	11.2 (MVA)		Año	Demanda Máxima (MVA)	Nivel de Carga respecto Capacidad Nominal (%)	Año	Demanda Máxima (MVA)	Nivel de Carga respecto Capacidad Nominal (%)	2020	6.253	92%	2020	-	0%	2021	6.501	96%	2021	-	0%	2022	6.758	100%	2022	-	0%	2023	7.026	56%	2023	6.206	55%	2024	7.304	58%	2024	6.452	58%	2025	7.594	61%	2025	6.708	60%	2026	7.894	63%	2026	6.973	62%	2027	8.207	66%	2027	7.249	65%	2028	8.532	68%	2028	7.536	67%	2029	8.870	71%	2029	7.835	70%	2030	9.221	74%	2030	8.145	73%	2031	9.586	77%	2031	8.468	76%	2032	9.966	80%	2032	8.803	79%	2033	10.360	83%	2033	9.152	82%	2034	10.771	86%	2034	9.514	85%	2035	11.197	90%	2035	9.891	88%	2036	11.640	93%	2036	10.283	92%	2037	12.101	97%	2037	10.690	95%	2038	12.581	101%	2038	11.113	99%	2039	13.079	105%	2039	11.553	103%	2040	13.597	109%	2040	12.011	107%	<p>(Página 48)</p> <p>La propuesta es considerar un <b>Nuevo Transformador 25 MVA – 66/12 kV</b>, con CTBC, con los correspondientes paños para AT/MT y 2 paños de alimentadores.</p> <p><b>Propuesta:</b></p> <p>4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E LAS BALANDRAS (NTR ATMT)</p> <p>4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra</p> <p>El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Las Balandras, mediante la instalación de un nuevo Transformador 66/12 kV, 25 MVA, con CTBC, con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión y dos paños de alimentadores. El nuevo transformador debe conectarse a la barra existente de 66 kV de la subestación.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por Chilquinta, en la que solicita modificar el alcance de la obra "Ampliación en S/E Las Balandras", se indica que, de acuerdo a la proyección de demanda realizada por esta Comisión, la obra propuesta en el presente plan de expansión permitiría suministrar la demanda en la S/E Las Balandras hasta, al menos, el año 2038 cumpliendo el criterio de suficiencia establecido en el artículo 18 de la RE 711.</p> <p>Adicionalmente, en caso de que lo indicado por Chilquinta se materializara, esta Comisión estima que una mejor alternativa sería postergar una inversión para planes posteriores, en los que se cuente con mejor información respecto de la conveniencia de, por ejemplo, promover una nueva subestación en la zona, por sobre ampliar la capacidad de la existente, u otra alternativa de expansión que resulte adecuada en función de las condiciones futuras.</p> <p>Lo anterior, considerando que la información presentada por Chilquinta muestra una diferencia de 2 a 3 años en relación a lo observado por esta Comisión, de modo que no parece razonable modificar el alcance de la obra en la magnitud que se plantea.</p> <p>Por lo anterior, no se acogerá la observación presentada por Chilquinta.</p>
T1			T2																																																																																																																																																													
Transformador	LBALANDRAS 66/12.5KV 12.5MVA 1		Transformador	LBALANDRAS 66/12.5KV 2																																																																																																																																																												
Subestación	S/E LAS BALANDRAS		Subestación	S/E LAS BALANDRAS																																																																																																																																																												
Capacidad	12.5 (MVA)		Capacidad	11.2 (MVA)																																																																																																																																																												
Año	Demanda Máxima (MVA)	Nivel de Carga respecto Capacidad Nominal (%)	Año	Demanda Máxima (MVA)	Nivel de Carga respecto Capacidad Nominal (%)																																																																																																																																																											
2020	6.253	92%	2020	-	0%																																																																																																																																																											
2021	6.501	96%	2021	-	0%																																																																																																																																																											
2022	6.758	100%	2022	-	0%																																																																																																																																																											
2023	7.026	56%	2023	6.206	55%																																																																																																																																																											
2024	7.304	58%	2024	6.452	58%																																																																																																																																																											
2025	7.594	61%	2025	6.708	60%																																																																																																																																																											
2026	7.894	63%	2026	6.973	62%																																																																																																																																																											
2027	8.207	66%	2027	7.249	65%																																																																																																																																																											
2028	8.532	68%	2028	7.536	67%																																																																																																																																																											
2029	8.870	71%	2029	7.835	70%																																																																																																																																																											
2030	9.221	74%	2030	8.145	73%																																																																																																																																																											
2031	9.586	77%	2031	8.468	76%																																																																																																																																																											
2032	9.966	80%	2032	8.803	79%																																																																																																																																																											
2033	10.360	83%	2033	9.152	82%																																																																																																																																																											
2034	10.771	86%	2034	9.514	85%																																																																																																																																																											
2035	11.197	90%	2035	9.891	88%																																																																																																																																																											
2036	11.640	93%	2036	10.283	92%																																																																																																																																																											
2037	12.101	97%	2037	10.690	95%																																																																																																																																																											
2038	12.581	101%	2038	11.113	99%																																																																																																																																																											
2039	13.079	105%	2039	11.553	103%																																																																																																																																																											
2040	13.597	109%	2040	12.011	107%																																																																																																																																																											
08-4	4. PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION ZONAL; 4.1 Obras de Ampliación,	<p>En el punto 4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra, solicitamos el cambio de la palabra "posiciones" por la palabra "paños".</p> <p>Creemos que este punto puede mal interpretarse en el momento de la construcción.</p>	<p>(Página 47)</p> <p><b>Propuesta:</b></p> <p>4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra</p> <p>El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Nueva San Rafael, mediante la instalación de un nuevo transformador 110/12</p>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por Chilquinta, asociada a la definición de "posiciones" en media tensión de la descripción de las obras del Plan de Expansión, esta Comisión concuerda con lo solicitado, por lo que se realizarán las correcciones necesarias.</p>																																																																																																																																																												

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Sistema C; 4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA SAN RAFAEL 110 KV (2BP+BT)		<p>kV, 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio en 12 kV, en configuración barra principal y barra auxiliar, contemplándose cinco <b>paños</b> para alimentadores, un <b>pañó</b> de entrada del transformador a la barra principal, un <b>pañó</b> de entrada, del transformador a la barra auxiliar, un <b>pañó</b> para el acoplador de barras, y un <b>pañó</b> para servicios auxiliares.</p> <p>El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.</p> <p>A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.</p>	Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará las modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.
08-5	<p>5.</p> <p>PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION ZONAL; 4.1 Obras de Ampliación, Sistema C; 4.1.1 Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT).</p>	<p>En el punto 4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra, solicitamos el cambio en la palabra “posiciones” por la palabra “paños”.</p> <p>Creemos que este punto puede mal interpretarse en el momento de la construcción.</p>	<p style="text-align: center;"><b>(Página 45)</b></p> <p><b>Propuesta:</b></p> <p>4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra</p> <p>El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Quilpué, mediante el reemplazo del actual transformador N° 2 de 110/12 kV y 25 MVA, por un nuevo equipo de transformación 110/12 kV, 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, 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> <p>Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 12 kV, en configuración barra simple y barra auxiliar que se conectará al nuevo transformador, contemplándose 3 <b>paños</b> para alimentadores, un <b>pañó</b> de entrada del transformador a la barra principal, un <b>pañó</b> de entrada del transformador a la barra auxiliar,</p>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por Chilquinta, asociada a la definición de “posiciones” en media tensión de la descripción de las obras del Plan de Expansión, esta Comisión concuerda con lo solicitado, por lo que se realizarán las correcciones necesarias.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará las modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																				
			<p>un <b>pañó</b> para la conexión hacia el patio de media tensión existente, un <b>pañó</b> para la conexión del transformador de servicios auxiliares y un <b>pañó</b> para equipos de medida.</p> <p>El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.</p> <p>A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes regulados, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.</p>																																					
08-6	<p>6.</p> <p>PROYECTOS NO RECOMENDADOS; Aumento Capacidad LT 110 kV Cerro Navia - Los Libertadores</p>	<p>Solicitamos la revisión del análisis de seguridad y ENS asociado a este proyecto dado que en la Base Digsilent no aparece modelada la carga de la SE Data Luna (Google). Además, solicitamos la revisión del cálculo económico entregado en el archivo "03-Resumen Evaluación CFCD LT Cerro Navia - Los Libertadores CNTG", debido a que no se muestra la Energía asociada al cliente Google. Tampoco se encuentra en la proyección de demanda de la CNE.</p> <p>De acuerdo a los análisis, ante la entrada del cliente y bajo la salida de uno de los circuitos de la Línea 2x110 kV Cerro Navia – Las Vegas, este no cumpliría el criterio N-1.</p> <p>En la tabla siguiente se muestra la demanda del cliente:</p>  <table border="1"> <caption>Dataluna Demand Data</caption> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Total</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2020</td><td>15</td></tr> <tr><td>2021</td><td>20</td></tr> <tr><td>2022</td><td>30</td></tr> <tr><td>2023</td><td>45</td></tr> <tr><td>2024</td><td>60</td></tr> <tr><td>2025</td><td>70</td></tr> <tr><td>2026</td><td>75</td></tr> <tr><td>2027</td><td>75</td></tr> <tr><td>2028</td><td>75</td></tr> <tr><td>2029</td><td>75</td></tr> <tr><td>2030</td><td>75</td></tr> <tr><td>2031</td><td>75</td></tr> <tr><td>2032</td><td>75</td></tr> <tr><td>2033</td><td>75</td></tr> <tr><td>2034</td><td>75</td></tr> <tr><td>2035</td><td>75</td></tr> <tr><td>2036</td><td>75</td></tr> </tbody> </table>	Año	Total	2020	15	2021	20	2022	30	2023	45	2024	60	2025	70	2026	75	2027	75	2028	75	2029	75	2030	75	2031	75	2032	75	2033	75	2034	75	2035	75	2036	75	<p>(Página 209)</p> <p>Incorporar en el plan de expansión 2019 la obra de ampliación del tramo de línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Los Libertadores, que incluya el aumento de capacidad a 200 MVA, en un conductor de alta temperatura.</p>	<p><b>No se acoge observación</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta, en la cual se solicita incorporar en el plan de expansión 2019 la obra "Aumento Capacidad LT 110 kV Cerro Navia - Los Libertadores", se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- En su ITF, esta Comisión incorpora las obras "Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Las Vegas – Esperanza" y "Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Esperanza – Río Aconcagua".</li> <li>- Al considerar las obras señaladas, la zona de la Quinta Región Costa y la zona comprendida entre las SS/EE Cerro Navia y Las Vegas, tendrían un mayor grado de seguridad ante contingencias.</li> <li>- Considerando este nuevo escenario, en una condición de demanda máxima coincidente de la zona, se tiene que, ante la salida intempestiva de un circuito de la línea 2x110 kV Cerro Navia - Las Vegas, el circuito que continua en operación tendría una cargabilidad máxima entorno al 87%, de modo que la ENS para este caso sería 0. Dado lo anterior, se tiene que el proyecto no cumple con los criterios establecidos en el artículo 19° de la RE 711, necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</li> </ul>
Año	Total																																							
2020	15																																							
2021	20																																							
2022	30																																							
2023	45																																							
2024	60																																							
2025	70																																							
2026	75																																							
2027	75																																							
2028	75																																							
2029	75																																							
2030	75																																							
2031	75																																							
2032	75																																							
2033	75																																							
2034	75																																							
2035	75																																							
2036	75																																							

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Es relevante señalar que la ENS corresponderá a toda la demanda o energía que no entrega el sistema, de manera que no se debieran considerar como respaldo en transmisión la capacidad de autogeneración que pudiera disponer el cliente.</p> <p>Finalmente, cabe mencionar que en el análisis de seguridad por CFCD, la referencia de ENS anual se encuentra desfasada en un año, no encontrándose en los análisis la ENS del año 2039.</p>		
<p>08-7</p>	<p>7.</p> <p>PROYECTOS NO RECOMENDADOS; Aumento Capacidad LT 110 kV San Pedro - Tap Pachacama</p>	<p>Solicitamos la revisión del análisis de seguridad asociado a este proyecto dado que en el archivo "04-Resumen Evaluación CFCD Pachacama CTNG" no se muestra la Energía asociada a la S/E Mayaca.</p> <p>De acuerdo a los análisis, no se cumple el criterio N-1 en la LT 2x110 kV San Pedro – Tap Pachacama cuando se incorpora esta carga.</p> <p>En la tabla siguiente se muestra la carga de la LT (C1: verde; C2; azul; límite térmico en amarillo):</p>  <p>Finalmente, cabe mencionar que en el análisis de seguridad por CFCD, la referencia de ENS anual se encuentra desfasada en un año, no encontrándose en los análisis la ENS del año 2039.</p>	<p>(Páginas 209)</p> <p>Incorporar en el plan de expansión 2019 la obra de ampliación en el tramo de línea 2x110 kV San Pedro – Tap Pachacama que incluya el aumento de capacidad a 250 MVA, en un conductor de alta temperatura.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Chilquinta, en la cual solicita revisar el análisis de seguridad relativo a la obra "Aumento Capacidad LT 110 kV San Pedro - Tap Pachacama", así como su posterior incorporación al presente plan de expansión, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Se realizó una revisión de acuerdo a lo indicado por la empresa, ante lo cual esta Comisión concuerda con la observación y efectúa las correcciones del caso.</li> <li>- Sin embargo, con las correcciones incorporadas se realizó nuevamente el análisis, el cual tampoco entrega resultados que cumplan con los criterios establecidos en el artículo 19 de la RE 711 para la incorporación de la obra en el presente plan de expansión.</li> </ul>
<p>08-8</p>	<p>8.</p> <p>PROYECTOS NO RECOMENDADOS; Ampliación S/E Paso Hondo</p>	<p>Discrepamos del argumento expuesto por la CNE para justificar la no-recomendación de la obra por las siguientes razones:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Entre los distintos objetivos que se tuvieron presentes para modificar el segmento de la transmisión con la publicación de la Ley 20.936, fue precisamente el de "Lograr que la transmisión eléctrica favorezca el desarrollo de un mercado de generación más competitivo". Por ese motivo, Chilquinta entiende que el rol del segmento de transmisión no puede ser comprendido de manera aislada a los fenómenos de congestión o restricciones que se produzcan en su segmento, por el contrario, deben ser advertidos y gestionados tal como se ha hecho.</li> <li>El reglamento aplicable a los PMGD (DS 244/2005) obliga a la Distribuidora a tratar a estos pequeños generadores como un cliente regulado más, disponiéndose explícitamente en el Art. 11° que "Las empresas distribuidoras garantizarán el acceso de los PMGD a su red, con la misma calidad de servicio aplicable a los clientes finales sometidos a regulación de precios", por tanto, mal entendido está que los PMGD puedan cambiar la calificación de una red de distribución y menos</li> </ol>	<p>(Páginas 213)</p> <p>Incorporar en el plan de expansión 2019 la obra de Ampliación S/E Paso Hondo.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta, en la que se solicita incorporar la obra "Ampliación S/E Paso Hondo", cabe señalar, tal como se indicó en la Tabla 62 numeral 87 del ITP, que los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del referido informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>la de transmisión zonal, tal como lo establece la RE 380/2017, que excluye a los PMGD del proceso de calificación de una instalación de transmisión. En efecto, el artículo 59° señala que <i>"Para efectos de la modelación en esta etapa, no se considerará la capacidad instalada de los pequeños medios de generación distribuida"</i>. Además, la capacidad instalada de generación conectada directamente en la red de transmisión es la que se compara con la demanda máxima para definir los guarismos, y no la de los PMGD conectados en distribución, según el artículo 61° de la misma resolución.</p> <p>iii. La ley no establece restricciones al proceso de planificación asociado a un posible cambio en la naturaleza o calificación de las instalaciones. No corresponde restringir la expansión de una obra de transmisión zonal, argumentando que dicha expansión implicará un cambio de calificación al segmento dedicado. Si se requiere expandir por suficiencia y se cumple con los criterios de evaluación económica, no se podría rechazar esta solicitud, de manera que, en los casos en que sea válido, los procesos de calificación futuros se encargarán de cambiar de segmento a la obra o instalación afectada, cambiando de paso la forma en que se remunera y se expande. La supuesta restricción planteada por la CNE no existe en la regulación y la exclusión de obras propuestas sólo se puede llevar adelante una vez realizados los análisis pertinentes respecto de si la instalación propuesta contribuye a cumplir con los objetivos establecidos por Ley para la planificación de la transmisión (ninguno de esos objetivos es la inmovilidad de la evolución del sistema). En resumen, existe un proceso periódico de calificación de instalaciones de transmisión, el cual se encuentra en la Ley General de Servicios Eléctricos separado del proceso anual de expansión de la transmisión. Si la CNE utilizase el "cambio de calificación" como una razón para no recomendar una expansión en transmisión, se detendría el ciclo de evolución de las instalaciones que la misma Ley prevé con la necesaria periódica calificación.</p> <p>iv. En el desarrollo de los sistemas es esperable que algunos de sus elementos puedan cambiar su uso. La propia LGSE, en su artículo 87°, es clara al considerar para el Plan de Expansión correspondiente, instalaciones que estén orientadas hacia <i>"(...) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo(...)"</i>. Es decir, las instalaciones de transmisión de Chilquinta sí pueden tener un efecto en las condiciones que creen un mercado eléctrico común competitivo. A su vez, limitar el análisis de los requerimientos de capacidad producidos por la conexión aguas abajo de los PMGD (distribución) restringe el aumento de competencia y diversificación del sistema, produciéndose un trato discriminatorio para los PMGD respecto de los otros usuarios del sistema de transmisión zonal. En otras palabras, el tratamiento de la oferta de generación en los ejercicios de la planificación de la transmisión no puede ser discriminatorio si la propia LGSE no contempla esta limitación.</p> <p>v. Una de las exenciones al plan anual de expansión de la transmisión que estableció la Ley es el indicado en el Artículo 102 en relación al tratamiento de "obras urgentes". Al revisar la RE CNE 360/17 que regula los criterios de esta exención, vemos que se trata de una norma de carácter reglamentario que fijó los criterios que debían analizarse por la CNE al resolver peticiones de proyectos de transmisión que, por diferentes motivos, no ingresaron al esquema regular de planificación. Es posible constatar que dicha resolución fue modificada por la Resolución exenta N°167 el 8 de febrero del 2019, señalando sobre la interacción entre proyectos de generación y transmisión lo siguiente: <i>"También se considerarán como obras de transmisión necesarias y urgentes aquellas asociadas a la conexión de proyectos de generación, cuando éstos tengan permisos ambientales o sectoriales vigentes, se justifique fundadamente la urgencia de su materialización y cuando su ejecución implique una reducción de los costos de operación del sistema"</i>. Es decir, es la propia CNE, al dictar la citada resolución, la que afirma que el criterio del mercado de generación sí tiene incidencia en un proyecto de expansión de la transmisión. Aquello lo señala a propósito de obras de transmisión de carácter urgente y que perentoriamente deben incluirse, por lo tanto y con mayor razón, deberían considerarse en el marco de un proceso regular de expansión. El criterio regulatorio incorporado en la planificación de la transmisión está orientado precisamente a adelantar los análisis de la procedencia y pertinencia de obras de transmisión, y no de esperar una situación de urgencia o emergencia para recién ahí, ponderarla y admitirla. Desde esa perspectiva, con la respuesta de la CNE, habría un incentivo equivocado al restringir en esta oportunidad esta obra y posteriormente, y conforme al criterio contenido en la RE 360/17, a incorporarla.</p> <p>vi. Por otro lado, la NTCO de PMGD en el artículo 2-25 establece que se debe realizar un análisis de congestión en cada proyecto que genere inversión de flujo, haciendo un balance de potencias con el fin de verificar si se generan sobrecargas, primeramente, en el transformador de poder y luego, en la línea de transmisión de su vecindad. Luego, el</p>		<p>incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Por otra parte, respecto a la afirmación incluida en la observación presentada por Chilquinta, en cuanto a que la Comisión habría actuado en contra de su propio criterio aplicado en el Plan de Expansión 2018, en el que sí se habrían incorporado obras asociadas al desarrollo de PMGD, cabe señalar que en la prevención efectuada por los miembros del H. Panel de Expertos, señora Blanca Palumbo y el señor Pablo Serrá, en el contexto del Dictamen N° 3 de 2019, relativa a la discrepancia presentada por Aes Gener respecto a los términos en los cuales se debería llevar a cabo la licitación de la obra Subestación Litueche, se plantearon ciertas aprehensiones respecto de la incorporación de dicha obra en un plan de expansión, debido a que la funcionalidad de la misma no correspondería a una instalación de servicio público, siendo de interés particular de una o más empresas, pudiendo constituir un subsidio no contemplado en la LGSE, incrementando así injustificadamente el costo que pagan los usuarios finales.</p> <p>En base a lo anterior, esta Comisión efectuó un nuevo análisis de la aplicación de la metodología establecida en la RE 711, específicamente, en cuanto a la consideración de PMGD para efectos de evaluar la incorporación de obras al plan de expansión, concluyendo que el criterio aplicado en el presente proceso se ajusta en mayor medida a la referida metodología y a la definición legal de "sistema de transmisión zonal" contenida en el artículo 77° de la LGSE, en cuanto éstos están dispuestos esencialmente para el abastecimiento de la demanda de clientes sometidos a regulación de precios.</p> <p>Así, se entiende que los PMGD no determinan la incorporación o no de una obra, pero sí se podrían considerar para efectos de la definición de la capacidad de la obra propuesta (análisis de suficiencia).</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>artículo 2-14 regula el procedimiento que preside el análisis de congestión donde el coordinador generará un informe semestral que <i>“considerará solo aquellas instalaciones del sistema de transmisión zonal donde se determinó la existencia de congestiones producto de inyecciones de PMGD,”</i> tomando en cuenta, la fecha estimada de construcción y conexión. En caso de detectarse congestiones, el Coordinador deberá informar esta condición a la Comisión, a la Superintendencia, a la empresa distribuidora y a todos los interesados para luego instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD para solucionar las posibles congestiones.</p> <p>vii. Además, se debe tener presente que el argumento por el que la Comisión ha rechazado nuestro proyecto es contradictorio con lo que había sido su propio criterio regulatorio. Para el Plan de expansión del año 2018 fueron aceptadas obras asociadas al desarrollo de proyectos PMGD, no solo para Chilquinta sino para una serie de otras empresas de transmisión. En efecto, la CNE realizó un cambio en el <i>“criterio de holgura”</i>, sin existir modificaciones en el marco normativo que lo justifiquen. El ITP 2018 señala en su tercer párrafo que <i>“... para determinar la capacidad nominal en MVA del equipo de transformación a expandir, se utilizó la proyección de la demanda de la zona o barra para todos los años del horizonte de análisis, abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución”</i>, mientras que el mismo capítulo del ITP 2019 omite el texto <i>“abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución”</i>.</p> <p>En consecuencia, tomando los antecedentes planteados, solicitamos la incorporación del proyecto al plan 2019.</p>		
08-9	9. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; Ampliación S/E Paso Hondo	<p>Para la evaluación del proyecto, se anexa listado de información actualizada de PMGD con su respectivo estado actual (ICC emitido, contratos firmados y en operación, según sea el caso). [INFORMACIÓN CONFIDENCIAL]</p> <p>En consecuencia, tomando los antecedentes presentados, solicitamos la incorporación del proyecto al plan 2019.</p>	<p>(Páginas 213)</p> <p>Incorporar en el plan de expansión 2019 la obra de Ampliación S/E Paso Hondo.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta, en la que se solicita incorporar la obra "Ampliación S/E Paso Hondo", se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El análisis de la obra de ampliación en cuestión realizado con motivo del ITP de este plan de expansión se ajustó plenamente a lo indicado en la Resolución Exenta N°711/2017.</li> <li>- La obra en cuestión fue sometida un análisis de suficiencia y de seguridad, no reuniendo las condiciones para su incorporación al presente plan de expansión.</li> <li>- El desarrollo de los análisis señalados no considera la presencia de generación interna, de modo que no existiría un efecto en caso de considerar eventuales desarrollos de este tipo de unidades de generación.</li> <li>- Dado lo anterior, los antecedentes adicionales expuestos por la empresa, en donde se presentan potenciales desarrollos no modifican los resultados de los análisis desarrollados con motivo de la elaboración del ITP.</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
08-10	10. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; Ampliación S/E El Melón 44 kV	<p>Discrepamos del argumento expuesto por la CNE para justificar la no-recomendación de la obra por las siguientes razones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Entre los distintos objetivos que se tuvieron presentes para modificar el segmento de la transmisión con la publicación de la Ley 20.936, fue precisamente el de <i>“Lograr que la transmisión eléctrica favorezca el desarrollo de un mercado de generación más competitivo”</i>. Por ese motivo, Chilquinta entiende que el rol del segmento de transmisión no puede ser comprendido de manera aislada a los fenómenos de congestión o restricciones que se produzcan en su segmento, por el contrario, deben ser advertidos y gestionados tal como se ha hecho.</li> <li>ii. El reglamento aplicable a los PMGD (DS 244/2005) obliga a la Distribuidora a tratar a estos pequeños generadores como un cliente regulado más, disponiéndose explícitamente en el Art. 11° que <i>“Las empresas distribuidoras garantizarán el acceso de los PMGD a su red, con la misma calidad de servicio aplicable a los clientes finales sometidos a regulación de precios”</i>, por tanto, mal entendido está que los PMGD puedan cambiar la calificación de una red de distribución y menos la de transmisión zonal, tal como lo establece la RE 380/2017, que excluye a los PMGD del proceso de calificación de una instalación de transmisión. En efecto, el artículo 59° señala que <i>“Para efectos de la modelación en esta etapa, no se considerará la capacidad instalada de los pequeños medios de generación distribuida”</i>. Además, la capacidad instalada de generación conectada directamente en la red de transmisión es la que se compara con la demanda máxima para definir los guarismos, y no la de los PMGD conectados en distribución, según el artículo 61° de la misma resolución.</li> <li>iii. La ley no establece restricciones al proceso de planificación asociado a un posible cambio en la naturaleza o calificación de las instalaciones. No corresponde restringir la expansión de una obra de transmisión zonal, argumentando que dicha expansión implicará un cambio de calificación al segmento dedicado. Si se requiere expandir por suficiencia y se cumple con los criterios de evaluación económica, no se podría rechazar esta solicitud, de manera que, en los casos en que sea válido, los procesos de calificación futuros se encargarán de cambiar de segmento a la obra o instalación afectada, cambiando de paso la forma en que se remunera y se expande. La supuesta restricción planteada por la CNE no existe en la regulación y la exclusión de obras propuestas sólo se puede llevar adelante una vez realizados los análisis pertinentes respecto de si la instalación propuesta contribuye a cumplir con los objetivos establecidos por Ley para la planificación de la transmisión (ninguno de esos objetivos es la inmovilidad de la evolución del sistema). En resumen, existe un proceso periódico de calificación de instalaciones de transmisión, el cual se encuentra en la Ley General de Servicios Eléctricos separado del proceso anual de expansión de la transmisión. Si la CNE utilizase el “cambio de calificación” como una razón para no recomendar una expansión en transmisión, se detendría el ciclo de evolución de las instalaciones que la misma Ley prevé con la necesaria periódica calificación.</li> <li>iv. En el desarrollo de los sistemas es esperable que algunos de sus elementos puedan cambiar su uso. La propia LGSE, en su artículo 87°, es clara al considerar para el Plan de Expansión correspondiente, instalaciones que estén orientadas hacia <i>“(…) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo(…)”</i>. Es decir, las instalaciones de transmisión de Chilquinta sí pueden tener un efecto en las condiciones que creen un mercado eléctrico común competitivo. A su vez, limitar el análisis de los requerimientos de capacidad producidos por la conexión aguas abajo de los PMGD (distribución) restringe el aumento de competencia y diversificación del sistema, produciéndose un trato discriminatorio para los PMGD respecto de los otros usuarios del sistema de transmisión zonal. En otras palabras, el tratamiento de la oferta de generación en los ejercicios de la planificación de la transmisión no puede ser discriminatorio si la propia LGSE no contempla esta limitación.</li> <li>v. Una de las exenciones al plan anual de expansión de la transmisión que estableció la Ley es el indicado en el Artículo 102 en relación al tratamiento de “obras urgentes”. Al revisar la RE CNE 360/17 que regula los criterios de esta exención, vemos que se trata de una norma de carácter reglamentario que fijó los criterios que debían analizarse por la CNE al resolver peticiones de proyectos de transmisión que, por diferentes motivos, no ingresaron al esquema regular de planificación. Es posible constatar que dicha resolución fue modificada por la Resolución exenta N°167 el 8 de febrero del 2019, señalando sobre la interacción entre proyectos de generación y transmisión lo siguiente: <i>“También se considerarán como obras de transmisión necesarias y urgentes aquellas asociadas a la conexión de proyectos de generación, cuando éstos tengan permisos ambientales o sectoriales vigentes, se justifique fundadamente la urgencia de su materialización y cuando su ejecución implique una reducción de los costos de operación del sistema”</i>. Es decir, es</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>(Páginas 207)</b></p> <p>Incorporar en el plan de expansión 2019 la obra de Ampliación Aumento Capacidad S/E El Melón 44 kV.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 08-9.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>la propia CNE, al dictar la citada resolución, la que afirma que el criterio del mercado de generación sí tiene incidencia en un proyecto de expansión de la transmisión. Aquello lo señala a propósito de obras de transmisión de carácter urgente y que perentoriamente deben incluirse, por lo tanto y con mayor razón, deberían considerarse en el marco de un proceso regular de expansión. El criterio regulatorio incorporado en la planificación de la transmisión está orientado precisamente a adelantar los análisis de la procedencia y pertinencia de obras de transmisión, y no de esperar una situación de urgencia o emergencia para recién ahí, ponderarla y admitirla. Desde esa perspectiva, con la respuesta de la CNE, habría un incentivo equivocado al restringir en esta oportunidad esta obra y posteriormente, y conforme al criterio contenido en la RE 360/17, a incorporarla.</p> <p>vi. Por otro lado, la NTCO de PMGD en el artículo 2-25 establece que se debe realizar un análisis de congestión en cada proyecto que genere inversión de flujo, haciendo un balance de potencias con el fin de verificar si se generan sobrecargas, primeramente, en el transformador de poder y luego, en la línea de transmisión de su vecindad. Luego, el artículo 2-14 regula el procedimiento que preside el análisis de congestión donde el coordinador generará un informe semestral que <i>“considerará solo aquellas instalaciones del sistema de transmisión zonal donde se determinó la existencia de congestiones producto de inyecciones de PMGD,”</i> tomando en cuenta, la fecha estimada de construcción y conexión. En caso de detectarse congestiones, el Coordinador deberá informar esta condición a la Comisión, a la Superintendencia, a la empresa distribuidora y a todos los interesados para luego instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD para solucionar las posibles congestiones.</p> <p>vii. Además, se debe tener presente que el argumento por el que la Comisión ha rechazado nuestro proyecto es contradictorio con lo que había sido su propio criterio regulatorio. Para el Plan de expansión del año 2018 fueron aceptadas obras asociadas al desarrollo de proyectos PMGD, no solo para Chilquinta sino para una serie de otras empresas de transmisión. En efecto, la CNE realizó un cambio en el <i>“criterio de holgura”</i>, sin existir modificaciones en el marco normativo que lo justifiquen. El ITP 2018 señala en su tercer párrafo que <i>“... para determinar la capacidad nominal en MVA del equipo de transformación a expandir, se utilizó la proyección de la demanda de la zona o barra para todos los años del horizonte de análisis, abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución”</i>, mientras que el mismo capítulo del ITP 2019 omite el texto <i>“abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución”</i>.</p> <p>En consecuencia, tomando los antecedentes planteados, solicitamos la incorporación del proyecto al plan 2019.</p>		
08-11	11. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; Ampliación S/E El Melón 44 kV	<p>Para la evaluación del proyecto, se anexa listado de información actualizada de PMGD con su respectivo estado actual (ICC emitido, contratos firmados y en operación, según sea el caso). [INFORMACIÓN CONFIDENCIAL]</p> <p>En consecuencia, tomando los antecedentes presentados, solicitamos la incorporación del proyecto al plan 2019.</p>	<p>(Páginas 207)</p> <p>Incorporar en el plan de expansión 2019 la obra de Ampliación Aumento Capacidad S/E El Melón 44 kV.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta, en la que se solicita incorporar la obra "Aumento de Capacidad S/E melón 44 kV", se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El análisis de la obra de ampliación en cuestión realizado con motivo del ITP de este plan de expansión se ajustó plenamente a lo indicado en la Resolución Exenta N°711/2017.</li> <li>- La obra en cuestión fue sometida un análisis de suficiencia y de seguridad, no reuniendo las condiciones para su incorporación al presente plan de expansión.</li> <li>- El desarrollo de los análisis señalados no considera la presencia de generación interna, de modo que no</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta				
				<p>existiría un efecto en caso de considerar eventuales desarrollos de este tipo de unidades de generación.</p> <p>- Dado lo anterior, los antecedentes adicionales expuestos por la empresa, en donde se presentan potenciales desarrollos no modifican los resultados de los análisis desarrollados con motivo de la elaboración del ITP.</p>				
08-12	<p>12.</p> <p>PROYECTOS NO RECOMENDADOS; Aumento Capacidad LT 44 kV Catemu - Los Ángeles</p>	<p>La CNE no recomienda este proyecto de acuerdo al siguiente argumento:</p> <p><i>“El proyecto presentado corresponde a la ampliación de una instalación perteneciente al segmento de Transmisión Dedicada, cuyas expansiones no corresponde abarcar dentro del proceso anual de expansión de la transmisión, razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión”.</i></p> <p>Solicitamos la revisión de este proyecto dado que la calificación de la instalación dedicada se ve modificada a transmisión zonal, con la publicación del Decreto N° 4/2019 (punto 2.6, letra e.) y Decreto N°293/2018 (punto 2.2.4, letra e.), tal como se encuentra definido en el Artículo 87° de la LGSE:</p> <p><i>“Las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92°”</i> (Art 92° hace mención a los Decretos de Expansión de la Transmisión).</p> <p>Referencia Decreto N° 4/2019 (punto 2.6, letra e.) y Decreto N°293/2018 (punto 2.2.4, letra e.):</p> <p>El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada para la conexión de la obra de ampliación del sistema de transmisión zonal descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial del presente decreto.</p> <p>El proyecto interviene la siguiente instalación del sistema de transmisión dedicado:</p> <p><b>Tabla 6: Instalación dedicada intervenida en el proyecto Ampliación en S/E Catemu</b></p> <table border="1" data-bbox="795 1581 1151 1633"> <thead> <tr> <th>Instalación</th> <th>Propietario</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Línea 1x44 kV Catemu – Los Ángeles</td> <td>Chilquinta Energía S.A.</td> </tr> </tbody> </table> <p>Por lo tanto la Línea 1x44 kV Catemu – Los Ángeles es parte del sistema de transmisión zonal de acuerdo a lo planteado.</p>	Instalación	Propietario	Línea 1x44 kV Catemu – Los Ángeles	Chilquinta Energía S.A.	<p>(Página 203)</p> <p>Solicitamos la incorporación al plan de expansión 2019 del proyecto Aumento Capacidad LT 44 kV Catemu – Los Ángeles, debido a criterios de seguridad del sistema zonal.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por Chilquinta, relativa a la incorporación de la obra "Aumento Capacidad LT 44 kV Catemu - Los Ángeles", cabe señalar que, efectivamente, la línea fue intervenida por obras fijadas en el Decreto Exento N° 293 de 2018 y en Decreto Exento N° 4 de 2019, ambos del Ministerio de Energía, razón por la cual cambió de calificación, de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la LGSE.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, para efectos de los análisis efectuados en el presente proceso de planificación, la línea en cuestión fue considerada de acuerdo la funcionalidad que tiene actualmente, esto es, una línea dedicada. Lo anterior, puesto que las obras fijadas en los decretos antes referidos aún no han entrado en operación, de modo que la instalación en cuestión sigue operando como parte del sistema dedicado, razón por la cual se estimó pertinente considerarla como tal en este proceso.</p> <p>En conformidad a lo anterior, no se acoge la observación planteada por la empresa.</p>
Instalación	Propietario							
Línea 1x44 kV Catemu – Los Ángeles	Chilquinta Energía S.A.							

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
08-13	13. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; Subestación Seccionadora Nueva Rungue 110/44 kV	<p>Discrepamos del argumento expuesto por la CNE para justificar la no-recomendación de la obra por las siguientes razones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Entre los distintos objetivos que se tuvieron presentes para modificar el segmento de la transmisión con la publicación de la Ley 20.936, fue precisamente el de <i>“Lograr que la transmisión eléctrica favorezca el desarrollo de un mercado de generación más competitivo”</i>. Por ese motivo, Chilquinta entiende que el rol del segmento de transmisión no puede ser comprendido de manera aislada a los fenómenos de congestión o restricciones que se produzcan en su segmento, por el contrario, deben ser advertidos y gestionados tal como se ha hecho.</li> <li>ii. El reglamento aplicable a los PMGD (DS 244/2005) obliga a la Distribuidora a tratar a estos pequeños generadores como un cliente regulado más, disponiéndose explícitamente en el Art. 11° que <i>“Las empresas distribuidoras garantizarán el acceso de los PMGD a su red, con la misma calidad de servicio aplicable a los clientes finales sometidos a regulación de precios”</i>, por tanto, mal entendido está que los PMGD puedan cambiar la calificación de una red de distribución y menos la de transmisión zonal, tal como lo establece la RE 380/2017, que excluye a los PMGD del proceso de calificación de una instalación de transmisión. En efecto, el artículo 59° señala que <i>“Para efectos de la modelación en esta etapa, no se considerará la capacidad instalada de los pequeños medios de generación distribuida”</i>. Además, la capacidad instalada de generación conectada directamente en la red de transmisión es la que se compara con la demanda máxima para definir los guarismos, y no la de los PMGD conectados en distribución, según el artículo 61° de la misma resolución.</li> <li>iii. La ley no establece restricciones al proceso de planificación asociado a un posible cambio en la naturaleza o calificación de las instalaciones. No corresponde restringir la expansión de una obra de transmisión zonal, argumentando que dicha expansión implicará un cambio de calificación al segmento dedicado. Si se requiere expandir por suficiencia y se cumple con los criterios de evaluación económica, no se podría rechazar esta solicitud, de manera que, en los casos en que sea válido, los procesos de calificación futuros se encargarán de cambiar de segmento a la obra o instalación afectada, cambiando de paso la forma en que se remunera y se expande. La supuesta restricción planteada por la CNE no existe en la regulación y la exclusión de obras propuestas sólo se puede llevar adelante una vez realizados los análisis pertinentes respecto de si la instalación propuesta contribuye a cumplir con los objetivos establecidos por Ley para la planificación de la transmisión (ninguno de esos objetivos es la inmovilidad de la evolución del sistema). En resumen, existe un proceso periódico de calificación de instalaciones de transmisión, el cual se encuentra en la Ley General de Servicios Eléctricos separado del proceso anual de expansión de la transmisión. Si la CNE utilizase el “cambio de calificación” como una razón para no recomendar una expansión en transmisión, se detendría el ciclo de evolución de las instalaciones que la misma Ley prevé con la necesaria periódica calificación.</li> <li>iv. En el desarrollo de los sistemas es esperable que algunos de sus elementos puedan cambiar su uso. La propia LGSE, en su artículo 87°, es clara al considerar para el Plan de Expansión correspondiente, instalaciones que estén orientadas hacia <i>“(…) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo(…)”</i>. Es decir, las instalaciones de transmisión de Chilquinta sí pueden tener un efecto en las condiciones que creen un mercado eléctrico común competitivo. A su vez, limitar el análisis de los requerimientos de capacidad producidos por la conexión aguas abajo de los PMGD (distribución) restringe el aumento de competencia y diversificación del sistema, produciéndose un trato discriminatorio para los PMGD respecto de los otros usuarios del sistema de transmisión zonal. En otras palabras, el tratamiento de la oferta de generación en los ejercicios de la planificación de la transmisión no puede ser discriminatorio si la propia LGSE no contempla esta limitación.</li> <li>v. Una de las exenciones al plan anual de expansión de la transmisión que estableció la Ley es el indicado en el Artículo 102 en relación al tratamiento de “obras urgentes”. Al revisar la RE CNE 360/17 que regula los criterios de esta exención, vemos que se trata de una norma de carácter reglamentario que fijó los criterios que debían analizarse por la CNE al resolver peticiones de proyectos de transmisión que, por diferentes motivos, no ingresaron al esquema regular de planificación. Es posible constatar que dicha resolución fue modificada por la Resolución exenta N°167 el 8 de febrero del 2019, señalando sobre la interacción entre proyectos de generación y transmisión lo siguiente: <i>“También se considerarán como obras de transmisión necesarias y urgentes aquellas asociadas a la conexión de proyectos de generación, cuando éstos tengan permisos ambientales o sectoriales vigentes, se justifique fundadamente la urgencia de su materialización y cuando su ejecución implique una reducción de los costos de operación del sistema”</i>. Es decir, es</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>(Páginas 203)</b></p> <p>Incorporar en el plan de expansión 2019 la obra Subestación Seccionadora Nueva Rungue 110/44 kV.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 08-9.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>la propia CNE, al dictar la citada resolución, la que afirma que el criterio del mercado de generación sí tiene incidencia en un proyecto de expansión de la transmisión. Aquello lo señala a propósito de obras de transmisión de carácter urgente y que perentoriamente deben incluirse, por lo tanto y con mayor razón, deberían considerarse en el marco de un proceso regular de expansión. El criterio regulatorio incorporado en la planificación de la transmisión está orientado precisamente a adelantar los análisis de la procedencia y pertinencia de obras de transmisión, y no de esperar una situación de urgencia o emergencia para recién ahí, ponderarla y admitirla. Desde esa perspectiva, con la respuesta de la CNE, habría un incentivo equivocado al restringir en esta oportunidad esta obra y posteriormente, y conforme al criterio contenido en la RE 360/17, a incorporarla.</p> <p>vi. Por otro lado, la NTCO de PMGD en el artículo 2-25 establece que se debe realizar un análisis de congestión en cada proyecto que genere inversión de flujo, haciendo un balance de potencias con el fin de verificar si se generan sobrecargas, primeramente, en el transformador de poder y luego, en la línea de transmisión de su vecindad. Luego, el artículo 2-14 regula el procedimiento que preside el análisis de congestión donde el coordinador generará un informe semestral que <i>“considerará solo aquellas instalaciones del sistema de transmisión zonal donde se determinó la existencia de congestiones producto de inyecciones de PMGD,”</i> tomando en cuenta, la fecha estimada de construcción y conexión. En caso de detectarse congestiones, el Coordinador deberá informar esta condición a la Comisión, a la Superintendencia, a la empresa distribuidora y a todos los interesados para luego instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD para solucionar las posibles congestiones.</p> <p>vii. Además, se debe tener presente que el argumento por el que la Comisión ha rechazado nuestro proyecto es contradictorio con lo que había sido su propio criterio regulatorio. Para el Plan de expansión del año 2018 fueron aceptadas obras asociadas al desarrollo de proyectos PMGD, no solo para Chilquinta sino para una serie de otras empresas de transmisión. En efecto, la CNE realizó un cambio en el <i>“criterio de holgura”</i>, sin existir modificaciones en el marco normativo que lo justifiquen. El ITP 2018 señala en su tercer párrafo que <i>“... para determinar la capacidad nominal en MVA del equipo de transformación a expandir, se utilizó la proyección de la demanda de la zona o barra para todos los años del horizonte de análisis, abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución”</i>, mientras que el mismo capítulo del ITP 2019 omite el texto <i>“abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución”</i>.</p> <p>En consecuencia, tomando los antecedentes planteados, solicitamos la incorporación del proyecto al plan 2019.</p>		
08-14	14. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; Ampliación S/E Nueva Panquehue 44 kV - ALT2	<p>Discrepamos del argumento expuesto por la CNE para justificar la no-recomendación de la obra por las siguientes razones:</p> <p>i. Entre los distintos objetivos que se tuvieron presentes para modificar el segmento de la transmisión con la publicación de la Ley 20.936, fue precisamente el de <i>“Lograr que la transmisión eléctrica favorezca el desarrollo de un mercado de generación más competitivo”</i>. Por ese motivo, Chilquinta entiende que el rol del segmento de transmisión no puede ser comprendido de manera aislada a los fenómenos de congestión o restricciones que se produzcan en su segmento, por el contrario, deben ser advertidos y gestionados tal como se ha hecho.</p> <p>ii. El reglamento aplicable a los PMGD (DS 244/2005) obliga a la Distribuidora a tratar a estos pequeños generadores como un cliente regulado más, disponiéndose explícitamente en el Art. 11° que <i>“Las empresas distribuidoras garantizarán el acceso de los PMGD a su red, con la misma calidad de servicio aplicable a los clientes finales sometidos a regulación de precios”</i>, por tanto, mal entendido está que los PMGD puedan cambiar la calificación de una red de distribución y menos la de transmisión zonal, tal como lo establece la RE 380/2017, que excluye a los PMGD del proceso de calificación de una instalación de transmisión. En efecto, el artículo 59° señala que <i>“Para efectos de la modelación en esta etapa, no se considerará la capacidad instalada de los pequeños medios de generación distribuida”</i>. Además, la capacidad instalada de generación conectada directamente en la red de transmisión es la que se compara con la demanda máxima para definir los guarismos, y no la de los PMGD conectados en distribución, según el artículo 61° de la misma resolución.</p> <p>iii. La ley no establece restricciones al proceso de planificación asociado a un posible cambio en la naturaleza o calificación de las instalaciones. No corresponde restringir la expansión de una obra de transmisión zonal, argumentando que dicha</p>	<p>(Páginas 204)</p> <p>Evaluar y comparar con ALT.1, para incorporar en el plan de expansión 2019 la obra Ampliación S/E Nueva Panquehue 44 kV - ALT2.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 08-9.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>expansión implicará un cambio de calificación al segmento dedicado. Si se requiere expandir por suficiencia y se cumple con los criterios de evaluación económica, no se podría rechazar esta solicitud, de manera que, en los casos en que sea válido, los procesos de calificación futuros se encargarán de cambiar de segmento a la obra o instalación afectada, cambiando de paso la forma en que se remunera y se expande. La supuesta restricción planteada por la CNE no existe en la regulación y la exclusión de obras propuestas sólo se puede llevar adelante una vez realizados los análisis pertinentes respecto de si la instalación propuesta contribuye a cumplir con los objetivos establecidos por Ley para la planificación de la transmisión (ninguno de esos objetivos es la inmovilidad de la evolución del sistema). En resumen, existe un proceso periódico de calificación de instalaciones de transmisión, el cual se encuentra en la Ley General de Servicios Eléctricos separado del proceso anual de expansión de la transmisión. Si la CNE utilizase el “cambio de calificación” como una razón para no recomendar una expansión en transmisión, se detendría el ciclo de evolución de las instalaciones que la misma Ley prevé con la necesaria periódica calificación.</p> <p>iv. En el desarrollo de los sistemas es esperable que algunos de sus elementos puedan cambiar su uso. La propia LGSE, en su artículo 87°, es clara al considerar para el Plan de Expansión correspondiente, instalaciones que estén orientadas hacia “(...) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo(...)”. Es decir, las instalaciones de transmisión de Chilquinta sí pueden tener un efecto en las condiciones que creen un mercado eléctrico común competitivo. A su vez, limitar el análisis de los requerimientos de capacidad producidos por la conexión aguas abajo de los PMGD (distribución) restringe el aumento de competencia y diversificación del sistema, produciéndose un trato discriminatorio para los PMGD respecto de los otros usuarios del sistema de transmisión zonal. En otras palabras, el tratamiento de la oferta de generación en los ejercicios de la planificación de la transmisión no puede ser discriminatorio si la propia LGSE no contempla esta limitación.</p> <p>v. Una de las exenciones al plan anual de expansión de la transmisión que estableció la Ley es el indicado en el Artículo 102 en relación al tratamiento de “obras urgentes”. Al revisar la RE CNE 360/17 que regula los criterios de esta exención, vemos que se trata de una norma de carácter reglamentario que fijó los criterios que debían analizarse por la CNE al resolver peticiones de proyectos de transmisión que, por diferentes motivos, no ingresaron al esquema regular de planificación. Es posible constatar que dicha resolución fue modificada por la Resolución exenta Nº167 el 8 de febrero del 2019, señalando sobre la interacción entre proyectos de generación y transmisión lo siguiente: “<i>También se considerarán como obras de transmisión necesarias y urgentes aquellas asociadas a la conexión de proyectos de generación, cuando éstos tengan permisos ambientales o sectoriales vigentes, se justifique fundadamente la urgencia de su materialización y cuando su ejecución implique una reducción de los costos de operación del sistema</i>”. Es decir, es la propia CNE, al dictar la citada resolución, la que afirma que el criterio del mercado de generación sí tiene incidencia en un proyecto de expansión de la transmisión. Aquello lo señala a propósito de obras de transmisión de carácter urgente y que perentoriamente deben incluirse, por lo tanto y con mayor razón, deberían considerarse en el marco de un proceso regular de expansión. El criterio regulatorio incorporado en la planificación de la transmisión está orientado precisamente a adelantar los análisis de la procedencia y pertinencia de obras de transmisión, y no de esperar una situación de urgencia o emergencia para recién ahí, ponderarla y admitirla. Desde esa perspectiva, con la respuesta de la CNE, habría un incentivo equivocado al restringir en esta oportunidad esta obra y posteriormente, y conforme al criterio contenido en la RE 360/17, a incorporarla.</p> <p>vi. Por otro lado, la NTCO de PMGD en el artículo 2-25 establece que se debe realizar un análisis de congestión en cada proyecto que genere inversión de flujo, haciendo un balance de potencias con el fin de verificar si se generan sobrecargas, primeramente, en el transformador de poder y luego, en la línea de transmisión de su vecindad. Luego, el artículo 2-14 regula el procedimiento que preside el análisis de congestión donde el coordinador generará un informe semestral que “<i>considerará solo aquellas instalaciones del sistema de transmisión zonal donde se determinó la existencia de congestiones producto de inyecciones de PMGD,</i>” tomando en cuenta, la fecha estimada de construcción y conexión. En caso de detectarse congestiones, el Coordinador deberá informar esta condición a la Comisión, a la Superintendencia, a la empresa distribuidora y a todos los interesados para luego instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD para solucionar las posibles congestiones.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>vii. Además, se debe tener presente que el argumento por el que la Comisión ha rechazado nuestro proyecto es contradictorio con lo que había sido su propio criterio regulatorio. Para el Plan de expansión del año 2018 fueron aceptadas obras asociadas al desarrollo de proyectos PMGD, no solo para Chilquinta sino para una serie de otras empresas de transmisión. En efecto, la CNE realizó un cambio en el “criterio de holgura”, sin existir modificaciones en el marco normativo que lo justifiquen. El ITP 2018 señala en su tercer párrafo que “... para determinar la capacidad nominal en MVA del equipo de transformación a expandir, se utilizó la proyección de la demanda de la zona o barra para todos los años del horizonte de análisis, abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución”, mientras que el mismo capítulo del ITP 2019 omite el texto “abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución”.</p> <p>En consecuencia, tomando los antecedentes planteados, solicitamos la incorporación del proyecto al plan 2019.</p>		
08-15	15. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; Ampliación LT 44 kV Nueva Chagres - Catemu	<p>Discrepamos del argumento expuesto por la CNE para justificar la no-recomendación de la obra por las siguientes razones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Entre los distintos objetivos que se tuvieron presentes para modificar el segmento de la transmisión con la publicación de la Ley 20.936, fue precisamente el de “Lograr que la transmisión eléctrica favorezca el desarrollo de un mercado de generación más competitivo”. Por ese motivo, Chilquinta entiende que el rol del segmento de transmisión no puede ser comprendido de manera aislada a los fenómenos de congestión o restricciones que se produzcan en su segmento, por el contrario, deben ser advertidos y gestionados tal como se ha hecho.</li> <li>ii. El reglamento aplicable a los PMGD (DS 244/2005) obliga a la Distribuidora a tratar a estos pequeños generadores como un cliente regulado más, disponiéndose explícitamente en el Art. 11° que “Las empresas distribuidoras garantizarán el acceso de los PMGD a su red, con la misma calidad de servicio aplicable a los clientes finales sometidos a regulación de precios”, por tanto, mal entendido está que los PMGD puedan cambiar la calificación de una red de distribución y menos la de transmisión zonal, tal como lo establece la RE 380/2017, que excluye a los PMGD del proceso de calificación de una instalación de transmisión. En efecto, el artículo 59° señala que “Para efectos de la modelación en esta etapa, no se considerará la capacidad instalada de los pequeños medios de generación distribuida”. Además, la capacidad instalada de generación conectada directamente en la red de transmisión es la que se compara con la demanda máxima para definir los guarismos, y no la de los PMGD conectados en distribución, según el artículo 61° de la misma resolución.</li> <li>iii. La ley no establece restricciones al proceso de planificación asociado a un posible cambio en la naturaleza o calificación de las instalaciones. No corresponde restringir la expansión de una obra de transmisión zonal, argumentando que dicha expansión implicará un cambio de calificación al segmento dedicado. Si se requiere expandir por suficiencia y se cumple con los criterios de evaluación económica, no se podría rechazar esta solicitud, de manera que, en los casos en que sea válido, los procesos de calificación futuros se encargarán de cambiar de segmento a la obra o instalación afectada, cambiando de paso la forma en que se remunera y se expande. La supuesta restricción planteada por la CNE no existe en la regulación y la exclusión de obras propuestas sólo se puede llevar adelante una vez realizados los análisis pertinentes respecto de si la instalación propuesta contribuye a cumplir con los objetivos establecidos por Ley para la planificación de la transmisión (ninguno de esos objetivos es la inmovilidad de la evolución del sistema). En resumen, existe un proceso periódico de calificación de instalaciones de transmisión, el cual se encuentra en la Ley General de Servicios Eléctricos separado del proceso anual de expansión de la transmisión. Si la CNE utilizase el “cambio de calificación” como una razón para no recomendar una expansión en transmisión, se detendría el ciclo de evolución de las instalaciones que la misma Ley prevé con la necesaria periódica calificación.</li> <li>iv. En el desarrollo de los sistemas es esperable que algunos de sus elementos puedan cambiar su uso. La propia LGSE, en su artículo 87°, es clara al considerar para el Plan de Expansión correspondiente, instalaciones que estén orientadas hacia “(...) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo(...)”. Es decir, las instalaciones de transmisión de Chilquinta sí pueden tener un efecto en las condiciones que creen un mercado eléctrico común competitivo. A su vez, limitar el análisis de los requerimientos de capacidad producidos por la conexión aguas abajo de los PMGD</li> </ul>	<p>(Páginas 205)</p> <p>Incorporar en el plan de expansión 2019 la obra Ampliación LT 44 kV Nueva Chagres - Catemu.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 08-9.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(distribución) restringe el aumento de competencia y diversificación del sistema, produciéndose un trato discriminatorio para los PMGD respecto de los otros usuarios del sistema de transmisión zonal. En otras palabras, el tratamiento de la oferta de generación en los ejercicios de la planificación de la transmisión no puede ser discriminatorio si la propia LGSE no contempla esta limitación.</p> <p>v. Una de las exenciones al plan anual de expansión de la transmisión que estableció la Ley es el indicado en el Artículo 102 en relación al tratamiento de “obras urgentes”. Al revisar la RE CNE 360/17 que regula los criterios de esta exención, vemos que se trata de una norma de carácter reglamentario que fijó los criterios que debían analizarse por la CNE al resolver peticiones de proyectos de transmisión que, por diferentes motivos, no ingresaron al esquema regular de planificación. Es posible constatar que dicha resolución fue modificada por la Resolución exenta N°167 el 8 de febrero del 2019, señalando sobre la interacción entre proyectos de generación y transmisión lo siguiente: <i>“También se considerarán como obras de transmisión necesarias y urgentes aquellas asociadas a la conexión de proyectos de generación, cuando éstos tengan permisos ambientales o sectoriales vigentes, se justifique fundadamente la urgencia de su materialización y cuando su ejecución implique una reducción de los costos de operación del sistema”</i>. Es decir, es la propia CNE, al dictar la citada resolución, la que afirma que el criterio del mercado de generación sí tiene incidencia en un proyecto de expansión de la transmisión. Aquello lo señala a propósito de obras de transmisión de carácter urgente y que perentoriamente deben incluirse, por lo tanto y con mayor razón, deberían considerarse en el marco de un proceso regular de expansión. El criterio regulatorio incorporado en la planificación de la transmisión está orientado precisamente a adelantar los análisis de la procedencia y pertinencia de obras de transmisión, y no de esperar una situación de urgencia o emergencia para recién ahí, ponderarla y admitirla. Desde esa perspectiva, con la respuesta de la CNE, habría un incentivo equivocado al restringir en esta oportunidad esta obra y posteriormente, y conforme al criterio contenido en la RE 360/17, a incorporarla.</p> <p>vi. Por otro lado, la NTCO de PMGD en el artículo 2-25 establece que se debe realizar un análisis de congestión en cada proyecto que genere inversión de flujo, haciendo un balance de potencias con el fin de verificar si se generan sobrecargas, primeramente, en el transformador de poder y luego, en la línea de transmisión de su vecindad. Luego, el artículo 2-14 regula el procedimiento que preside el análisis de congestión donde el coordinador generará un informe semestral que <i>“considerará solo aquellas instalaciones del sistema de transmisión zonal donde se determinó la existencia de congestiones producto de inyecciones de PMGD,”</i> tomando en cuenta, la fecha estimada de construcción y conexión. En caso de detectarse congestiones, el Coordinador deberá informar esta condición a la Comisión, a la Superintendencia, a la empresa distribuidora y a todos los interesados para luego instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD para solucionar las posibles congestiones.</p> <p>vii. Además, se debe tener presente que el argumento por el que la Comisión ha rechazado nuestro proyecto es contradictorio con lo que había sido su propio criterio regulatorio. Para el Plan de expansión del año 2018 fueron aceptadas obras asociadas al desarrollo de proyectos PMGD, no solo para Chilquinta sino para una serie de otras empresas de transmisión. En efecto, la CNE realizó un cambio en el “criterio de holgura”, sin existir modificaciones en el marco normativo que lo justifiquen. El ITP 2018 señala en su tercer párrafo que <i>“... para determinar la capacidad nominal en MVA del equipo de transformación a expandir, se utilizó la proyección de la demanda de la zona o barra para todos los años del horizonte de análisis, abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución”</i>, mientras que el mismo capítulo del ITP 2019 omite el texto <i>“abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución”</i>.</p> <p>En consecuencia, tomando los antecedentes planteados, solicitamos la incorporación del proyecto al plan 2019.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
08-16	16. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; Ampliación LT 44 kV Nueva Chagres - Catemu	Para la evaluación del proyecto, se anexa listado de información actualizada de PMGD con su respectivo estado actual (ICC emitido, contratos firmados y en operación, según sea el caso). [INFORMACIÓN CONFIDENCIAL]  En consecuencia, tomando los antecedentes presentados, solicitamos la incorporación del proyecto al plan 2019.	(Páginas 206)  Incorporar en el plan de expansión 2019 la obra de Ampliación LT 44 kV Nueva Chagres - Catemu.	<b>No se acoge la observación.</b>  En relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta, en la que se solicita incorporar la obra "Ampliación LT 44 kV Chagres - Catemu", se indica lo siguiente:  - El análisis de la obra de ampliación en cuestión realizado con motivo del ITP de este plan de expansión se ajustó plenamente a lo indicado en la Resolución Exenta N°711/2017. - La obra en cuestión fue sometida un análisis de suficiencia y de seguridad, no reuniendo las condiciones para su incorporación al presente plan de expansión. - El desarrollo de los análisis señalados no considera la presencia de generación interna, de modo que no existiría un efecto en caso de considerar eventuales desarrollos de este tipo de unidades de generación. - Dado lo anterior, los antecedentes adicionales expuestos por la empresa, en donde se presentan potenciales desarrollos no modifican los resultados de los análisis desarrollados con motivo de la elaboración del ITP.
08-17	17. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; Ampliación S/E Nueva Panquehue 44 kV - ALT1	Discrepamos del argumento expuesto por la CNE para justificar la no-recomendación de la obra por las siguientes razones:  i. Entre los distintos objetivos que se tuvieron presentes para modificar el segmento de la transmisión con la publicación de la Ley 20.936, fue precisamente el de "Lograr que la transmisión eléctrica favorezca el desarrollo de un mercado de generación más competitivo". Por ese motivo, Chilquinta entiende que el rol del segmento de transmisión no puede ser comprendido de manera aislada a los fenómenos de congestión o restricciones que se produzcan en su segmento, por el contrario, deben ser advertidos y gestionados tal como se ha hecho.  ii. El reglamento aplicable a los PMGD (DS 244/2005) obliga a la Distribuidora a tratar a estos pequeños generadores como un cliente regulado más, disponiéndose explícitamente en el Art. 11° que "Las empresas distribuidoras garantizarán el acceso de los PMGD a su red, con la misma calidad de servicio aplicable a los clientes finales sometidos a regulación de precios", por tanto, mal entendido está que los PMGD puedan cambiar la calificación de una red de distribución y menos la de transmisión zonal, tal como lo establece la RE 380/2017, que excluye a los PMGD del proceso de calificación de una instalación de transmisión. En efecto, el artículo 59° señala que "Para efectos de la modelación en esta etapa, no se considerará la capacidad instalada de los pequeños medios de generación distribuida". Además, la capacidad instalada de generación conectada directamente en la red de transmisión es la que se compara con la demanda máxima para definir los guarismos, y no la de los PMGD conectados en distribución, según el artículo 61° de la misma resolución.  iii. La ley no establece restricciones al proceso de planificación asociado a un posible cambio en la naturaleza o calificación de las instalaciones. No corresponde restringir la expansión de una obra de transmisión zonal, argumentando que dicha expansión implicará un cambio de calificación al segmento dedicado. Si se requiere expandir por suficiencia y se cumple con los criterios de evaluación económica, no se podría rechazar esta solicitud, de manera que, en los casos en que sea válido, los procesos de calificación futuros se encargarán de cambiar de segmento a la obra o instalación afectada, cambiando de paso la forma en que se remunera y se expande. La supuesta restricción planteada por la CNE no existe	(Páginas 206)  Evaluar y comparar con ALT.2, para incorporar en el plan de expansión 2019 la obra Ampliación S/E Nueva Panquehue 44 kV - ALT1.	<b>No se acoge la observación.</b>  Ver respuesta a observación 08-9.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>en la regulación y la exclusión de obras propuestas sólo se puede llevar adelante una vez realizados los análisis pertinentes respecto de si la instalación propuesta contribuye a cumplir con los objetivos establecidos por Ley para la planificación de la transmisión (ninguno de esos objetivos es la inmovilidad de la evolución del sistema). En resumen, existe un proceso periódico de calificación de instalaciones de transmisión, el cual se encuentra en la Ley General de Servicios Eléctricos separado del proceso anual de expansión de la transmisión. Si la CNE utilizase el “cambio de calificación” como una razón para no recomendar una expansión en transmisión, se detendría el ciclo de evolución de las instalaciones que la misma Ley prevé con la necesaria periódica calificación.</p> <p>iv. En el desarrollo de los sistemas es esperable que algunos de sus elementos puedan cambiar su uso. La propia LGSE, en su artículo 87°, es clara al considerar para el Plan de Expansión correspondiente, instalaciones que estén orientadas hacia “(...) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo(...)”. Es decir, las instalaciones de transmisión de Chilquinta sí pueden tener un efecto en las condiciones que creen un mercado eléctrico común competitivo. A su vez, limitar el análisis de los requerimientos de capacidad producidos por la conexión aguas abajo de los PMGD (distribución) restringe el aumento de competencia y diversificación del sistema, produciéndose un trato discriminatorio para los PMGD respecto de los otros usuarios del sistema de transmisión zonal. En otras palabras, el tratamiento de la oferta de generación en los ejercicios de la planificación de la transmisión no puede ser discriminatorio si la propia LGSE no contempla esta limitación.</p> <p>v. Una de las exenciones al plan anual de expansión de la transmisión que estableció la Ley es el indicado en el Artículo 102 en relación al tratamiento de “obras urgentes”. Al revisar la RE CNE 360/17 que regula los criterios de esta exención, vemos que se trata de una norma de carácter reglamentario que fijó los criterios que debían analizarse por la CNE al resolver peticiones de proyectos de transmisión que, por diferentes motivos, no ingresaron al esquema regular de planificación. Es posible constatar que dicha resolución fue modificada por la Resolución exenta Nº167 el 8 de febrero del 2019, señalando sobre la interacción entre proyectos de generación y transmisión lo siguiente: “También se considerarán como obras de transmisión necesarias y urgentes aquellas asociadas a la conexión de proyectos de generación, cuando éstos tengan permisos ambientales o sectoriales vigentes, se justifique fundadamente la urgencia de su materialización y cuando su ejecución implique una reducción de los costos de operación del sistema”. Es decir, es la propia CNE, al dictar la citada resolución, la que afirma que el criterio del mercado de generación sí tiene incidencia en un proyecto de expansión de la transmisión. Aquello lo señala a propósito de obras de transmisión de carácter urgente y que perentoriamente deben incluirse, por lo tanto y con mayor razón, deberían considerarse en el marco de un proceso regular de expansión. El criterio regulatorio incorporado en la planificación de la transmisión está orientado precisamente a adelantar los análisis de la procedencia y pertinencia de obras de transmisión, y no de esperar una situación de urgencia o emergencia para recién ahí, ponderarla y admitirla. Desde esa perspectiva, con la respuesta de la CNE, habría un incentivo equivocado al restringir en esta oportunidad esta obra y posteriormente, y conforme al criterio contenido en la RE 360/17, a incorporarla.</p> <p>vi. Por otro lado, la NTCO de PMGD en el artículo 2-25 establece que se debe realizar un análisis de congestión en cada proyecto que genere inversión de flujo, haciendo un balance de potencias con el fin de verificar si se generan sobrecargas, primeramente, en el transformador de poder y luego, en la línea de transmisión de su vecindad. Luego, el artículo 2-14 regula el procedimiento que preside el análisis de congestión donde el coordinador generará un informe semestral que “considerará solo aquellas instalaciones del sistema de transmisión zonal donde se determinó la existencia de congestiones producto de inyecciones de PMGD,” tomando en cuenta, la fecha estimada de construcción y conexión. En caso de detectarse congestiones, el Coordinador deberá informar esta condición a la Comisión, a la Superintendencia, a la empresa distribuidora y a todos los interesados para luego instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD para solucionar las posibles congestiones.</p> <p>vii. Además, se debe tener presente que el argumento por el que la Comisión ha rechazado nuestro proyecto es contradictorio con lo que había sido su propio criterio regulatorio. Para el Plan de expansión del año 2018 fueron aceptadas obras asociadas al desarrollo de proyectos PMGD, no solo para Chilquinta sino para una serie de otras empresas de transmisión. En efecto, la CNE realizó un cambio en el “criterio de holgura”, sin existir modificaciones en el marco normativo que lo justifiquen. El ITP 2018 señala en su tercer párrafo que “... para determinar la capacidad</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>nominal en MVA del equipo de transformación a expandir, se utilizó la proyección de la demanda de la zona o barra para todos los años del horizonte de análisis, abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución”, mientras que el mismo capítulo del ITP 2019 omite el texto “abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución”.</i></p> <p>En consecuencia, tomando los antecedentes planteados, solicitamos la incorporación del proyecto al plan 2019.</p>		
08-18	<p>1.</p> <p>6.4.2 ANÁLISIS DE SUFICIENCIA DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN; 6.4.2.1 Criterio de Holgura</p>	<p>RESPECTO DE LA SUFICIENCIA EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN, EL ITP 2019 EXCLUYE DEL ANÁLISIS LOS NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN EN DISTRIBUCIÓN.</p> <p>SI SE COMPARA EL ITP 2018 RESPECTO DEL ITP 2019, VEMOS QUE SE ELIMINA DERECHAMENTE LA FRASE FINAL DEL PUNTO 6.4.2.1. CRITERIO DE HOLGURA: “<i>ABARCANDO TAMBIÉN LAS NECESIDADES DE GENERACIÓN Y DEMANDA DE LAS ZONAS ANALIZADAS, TALES COMO NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN EN DISTRIBUCIÓN</i>”, LO QUE NOS PARECE QUE DISTA DE LA NECESIDAD DE AUMENTAR LA PRESENCIA DE NUEVOS ACTORES EN EL SISTEMA Y LA PENETRACIÓN DE ENERGÍA DE FUENTES RENOVABLES, SEGÚN DECLARA LA PELP, PONIENDO EN RIESGO LA SUFICIENCIA Y HOLGURA NECESARIA DE SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ZONALES, QUE COMPARTEN CLIENTES REGULADOS SOMETIDOS A FIJACIÓN DE PRECIOS, COMO TAMBIÉN GENERADORES INDEPENDIENTES CONECTADOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.</p> <p><u>ITP 2018:</u></p> <p><b>6.4.2.1 Criterio de Holgura</b> De acuerdo al resultado de la aplicación del análisis anterior, la Comisión aplicó, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 18° de la Resolución Exenta N° 711, el criterio de holgura, como un criterio de grado de utilización máximo de las instalaciones, para determinar la necesidad de los respectivos proyectos. Tratándose de proyectos de equipamientos de transformación de las subestaciones de distribución, si calculado los respectivos plazos constructivos se excede en un 90% la cargabilidad máxima de los equipos existentes, dichos proyectos pasaron directamente a la etapa de análisis técnico económico. Para lo anterior, se consideró la demanda máxima proyectada mediante la tasa de crecimiento alta antes definida para todo el horizonte de análisis, tomando como año de referencia para la toma de decisión de inversión para estos efectos el año 2022. Adicionalmente, y de manera consecutiva a la revisión anterior, para determinar la capacidad nominal en MVA del equipo de transformación a expandir, se utilizó la proyección de la demanda de la zona o barra para todos los años del horizonte de análisis, <b>abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución.</b> Por otra parte, para determinar los proyectos de expansión nacional y zonal que mejoren los costos de operación y falla que debían pasar a las etapas siguientes de análisis, se les aplicó el criterio de holgura definido en la Resolución Exenta N°711, esto es, que presenten beneficios de costos de operación y falla respecto a la condición base sin expansión, en al menos el 50% de los escenarios.</p> <p><u>ITP 2019:</u></p>	<p>(Página 126)</p> <p>Incorporar en el análisis de suficiencia de los sistemas de transmisión los proyectos de generación conectados en distribución, que provocan congestión en los sistemas de transmisión, intercalándose dentro del apartado 6.4.2.1 Criterio de Holgura, al final del cuarto párrafo, la frase: “<i>abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución</i>”.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación e la empresa Chilquinta, en la que solicita incorporar en los análisis de suficiencia de los sistemas de transmisión los proyectos de generación conectados en distribución, se señala lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El cambio efectuado en la descripción del criterio de holgura, corresponde a una mejora en la redacción de la explicación sobre cómo se aplica un criterio (holgura, en este caso) de planificación, el cual pretende, justamente, aclarar una situación para evitar malos entendidos, y no corresponde a un cambio en el criterio en sí.</li> <li>- Retomar la redacción anterior podría implicar futuras confusiones respecto a los motivos bajo los cuales se debe incorporar obras en los sistemas de transmisión zonal a través del plan de expansión.</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><b>6.4.2.1 Criterio de Holgura</b></p> <p>De acuerdo al resultado del análisis anterior la Comisión aplicó, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 18° de la Resolución Exenta N° 711, un criterio de holgura, entendido como una definición de utilización máxima de las instalaciones, para efectos de determinar la necesidad de los respectivos proyectos.</p> <p>En particular, tratándose de proyectos de equipamientos de transformación de subestaciones primarias de distribución, el criterio de holgura corresponde a un 10% de la capacidad de cada equipo. De esta forma, una vez calculados los respectivos plazos constructivos, si se excede el 90% de la cargabilidad máxima de los equipos existentes, se gatilla una necesidad y el proyecto en cuestión pasa directamente a la etapa de Análisis Técnico-Económico.</p> <p>Para efectos del ejercicio descrito en el párrafo anterior, se consideró la demanda máxima proyectada mediante la tasa de crecimiento alta para todo el horizonte de análisis, tomando como año de referencia para la toma de decisión de inversión el año 2023. Lo anterior, sin perjuicio de eventuales sensibilidades respecto de aquellas instalaciones que podrían presentar una cargabilidad relevante al año 2024.</p> <p>Adicionalmente, y de manera consecutiva al ejercicio anterior, para efectos de determinar la capacidad nominal (en MVA) del equipo de transformación a proponer, se utilizó la <u>proyección de la demanda de la zona (o barra) para todos los años del horizonte de análisis.</u></p> <p>Por otra parte, para determinar los proyectos de expansión nacional y zonal que mejoren los costos de operación y falla que debían pasar a las etapas siguientes de análisis se aplicó el criterio de holgura definido en la Resolución Exenta N° 711, esto es, que se presenten beneficios en términos de reducción de los costos de operación y falla, respecto a la condición base sin expansión, en al menos el 50% de los escenarios.</p>		

09 DIEGO DE ALMAGRO TRANSMISORA DE ENERGÍA  
S.A.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
09-1	<p><u>Obra de Ampliación N°10, titulada: “Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)”</u></p> <p>Numeral 3 titulado: “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional”, 3.1. “Obras de Ampliación”, Tabla 1: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional; Obra de ampliación N°10 titulada: “Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)”, página 14 del Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2019 (“ITP”), dictado por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”).</p>	<p>Debido a las consideraciones que se exponen a continuación, Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A. (“DATE”) considera que la obra de ampliación “Ampliación en S/E Cumbre” debe ser decretada respecto de la obra nueva “Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro, Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro – Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220kV” del Sistema de Transmisión Nacional (“STN”), de titularidad de la misma, en adelante denominada “Obra Nueva DATE” y que le fue adjudicada en virtud del Decreto 2T<sup>1</sup> (“Decreto de Adjudicación”).</p> <p><u>Consideraciones:</u></p> <p><b>(1)</b> Al describir esta obra de ampliación, en su Numeral 3.1.10.1, el ITP define en qué consisten las obras que la conforman, mencionando que corresponde al aumento de capacidad de la S/E Cumbre<sup>2</sup>, mediante la instalación del segundo banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA de capacidad máxima, con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. La descripción del proyecto además menciona que el nuevo equipo compartirá la unidad de reserva del banco de autotransformadores existente. A su vez, el proyecto considera la ampliación hacia el Oeste de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la S/E Cumbre, con las mismas características de las barras existentes, para permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores. Estas barras de la parte Oeste del patio de 500 kV que se deben ampliar son de propiedad de DATE, junto con la malla a tierra, plataforma y demás instalaciones asociadas. En el caso del patio de 220 kV de la S/E Cumbre, se utilizará una de las medias diagonales que quedarán disponibles de la obra ampliación en S/E Cumbre, fijada en el Decreto Exento N°198 de 2019 del Ministerio de Energía<sup>3</sup> (numeral 1.4 del artículo primero), que fue asignada a DATE.</p> <p>Dicha obra de ampliación en S/E Cumbre, fijada en el mencionado Decreto Exento N°198, fue observada en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión de 2018 por parte de Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A. (“AJTE”), en representación de</p>	<p>Se solicita modificar la Tabla N°1 del referido Numeral 3.1 del Informe Técnico Preliminar, específicamente la Obra de Ampliación N°10, únicamente en lo referido a la columna titulada “Propietario”, indicándose: “Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.” en reemplazo de la empresa que actualmente se menciona (Transmisora Eléctrica del Norte S.A.).</p>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A., asociada a la propiedad de la obra “Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)”, esta Comisión concuerda con lo solicitado por lo que se realizará la modificación respectiva. Sin perjuicio de lo anterior, cabe destacar que adicionalmente, la obra se separará en dos proyectos correspondientes a la ampliación de la barra en 500 kV en S/E Cumbre y a la instalación del segundo banco de autotransformadores 500/220 kV, cuyas instalaciones intervenidas son de distintos propietarios.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará las modificaciones respectivas en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>

<sup>1</sup> Esta Obra Nueva fue adjudicada a Celeo Redes Chile Limitada en virtud del Decreto Supremo N°2T, de 31 de marzo de 2016, publicado en el Diario Oficial de 6 de mayo de 2016, cuya titularidad fue modificada a DATE a partir del 20 de agosto de 2016, según consta en Decreto Exento N° 25 de fecha 2 de febrero de 2017 y publicado en el Diario Oficial el 3 de marzo de 2017.

<sup>2</sup> Tales como autotransformadores monofásicos 250 MVA, interruptores de poder, desconectores, pararrayos, aisladores de pedestal, transformadores de corriente y de potencial, junto con las obras civiles necesarias para el montaje de las instalaciones, según lo mencionado en el Numeral 10 del ITP, titulado: “Anexo 2: Valorización de Proyectos”; páginas 263 a 265.

<sup>3</sup> Extensión de la plataforma, barras principales y todas las instalaciones comunes del patio de 220 kV de la Subestación Cumbre en configuración interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos de generación de la zona.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>DATE, argumentando que esta obra debía ser de propiedad de DATE, y no de TEN como estaba originalmente contemplado en el ITP del año 2018. Posteriormente, la CNE acogió la observación<sup>4</sup> presentada por AJTE, respondiendo al respecto: “En relación con la observación presentada por la empresa Alto Jahuel Transmisora de Energía, asociada al nombre del propietario de la obra “Ampliación en S/E Cumbre”, numeral 3.1.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de corregir el nombre del propietario de la obra”.</p> <p>A su vez, en el inciso segundo del punto 1 del Numeral 2° del Decreto de Adjudicación dispuso que formaba parte de la Obra Nueva DATE “(...) el suministro, montaje y puesta en servicio de <b><u>un banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA totales, con terciario, unidad de reserva, barras auxiliares, desconectores y las respectivas diagonales de 500 kV y de 220 kV en la S/E Cumbres</u></b>”.</p> <p>A mayor abundamiento, en la Oferta Técnica<sup>5</sup> de la Obra Nueva DATE se explicó con claridad que dicha obra, en lo referido a la S/E Cumbre, incluía la instalación de un <b><u>banco de autotransformadores, con sus tres unidades monofásicas más una unidad de reserva, y la “realización de un nuevo patio de 220 kV”</u></b>.</p> <p>En consecuencia, las obras que conforman la denominada por el ITP “Ampliación en S/E Cumbre” constituirán extensiones y adecuaciones materialmente efectuadas al banco de autotransformadores 500/220 kV, a la parte Oeste del patio de 500 kV, cuyas instalaciones son de propiedad de DATE, y la conexión respectiva al patio de 220 kV, específicamente sobre las instalaciones que conforman la Obra Nueva DATE. Siendo ello así, asignar a DATE la denominada “Ampliación en S/E Cumbre” es la única forma en que DATE podrá dar correcto, racional y económico cumplimiento a la obligación de supervisión de la ejecución de dichas obras, que serán ejecutadas sobre su Obra Nueva, según lo exige el artículo 95, inciso cuarto, de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”).</p>		

<sup>4</sup> Documento de respuestas a observaciones realizadas por los usuarios e instituciones interesadas inscritas en el registro de participación ciudadana al Informe Técnico Preliminar de Expansión Anual de Transmisión año 2018, aprobado mediante Resolución CNE N° 747 de 14 de noviembre de 2018.

<sup>5</sup> Señala el Numeral 2° del Decreto de Adjudicación: “(...) Fijanse las características técnicas, la fecha de entrada en operación, los valores de la transmisión por tramo y la fórmula de indexación del Proyecto, de acuerdo a lo establecido en el decreto exento N°158, a lo informado por la DP y a la Oferta Técnica de la Empresa Adjudicataria (...)”. Salvo que se indique lo contrario, todos los destacados son nuestros.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Lo anterior resulta particularmente exigible considerando que las obras que conforman la “Ampliación en S/E Cumbre” deberán realizarse en instalaciones de DATE (uso de la unidad de reserva del banco de autotransformadores actualmente existente, ampliación de la parte Oeste del patio de 500 kV cuyas instalaciones son de DATE y conexión del nuevo banco de autotransformadores en el patio 220 kV) que ya se encuentran energizadas. Luego, por imperativo de las premisas legales de seguridad de servicio y operacional, así como del cuidado de las personas que intervengan en dichas faenas, de todo lo cual deberá responder DATE en cuanto titular de las instalaciones antes señaladas, asignar dicha Ampliación a DATE constituye la vía correcta y eficaz para posibilitar la consecución de esas premisas.</p> <p><b>(2)</b> Las obras que conforman la “Ampliación en S/E Cumbre” se realizarán sobre una obra nueva del STN de titularidad de DATE, correspondiendo en consecuencia que esta última la ejecute, para posteriormente operarla y mantenerla. De esta manera se hace más eficiente la ejecución de los trabajos y definición de responsabilidades.</p> <p><b>(3)</b> Es ilustrativo tener presente que, en su oportunidad, cuando se decretó la Obra Nueva DATE, la CNE podría haber determinado asignar la responsabilidad de construir el patio de 220 kV de la S/E Cumbre a TEN, en cuanto titular de los terrenos de dicha S/E, para efectos de la llegada de la Nueva Línea 2x220 kV Nueva Diego de Almagro – Cumbres y el emplazamiento del Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV.</p> <p>Sin embargo, entendemos que prevaleció el criterio referido a que, para esos efectos, primó la unidad conceptual y funcional del patio de 220 kV con la Obra Nueva DATE, atendida la naturaleza y magnitud de infraestructura eléctrica que representa esta última, uno de cuyos extremos (de la Nueva Línea más el banco de autotransformadores) sería emplazado íntegramente al interior de dicho patio. En consecuencia, se decidió asignar como parte de la Obra Nueva DATE la construcción y operación del patio de 220 kV, incluida su propiedad.</p> <p>En el presente caso, tratándose de la “Ampliación en S/E Cumbre”, observamos que concurre nuevamente la necesidad de que prevalezca como criterio el que las obras que conforman dicha Ampliación tienen una unidad conceptual y funcional con la instalación de transmisión que será objeto de ampliación, esto es, con la Obra Nueva DATE.</p> <p><b>(4)</b> La “Ampliación en S/E Cumbre” fue promovida por DATE en la etapa de Presentación de Propuestas por parte de los Promotores, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la LGSE, con fecha 22 de abril de 2019.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>El proyecto promovido por DATE, y respecto del cual DATE acompañó a la CNE los planos de los patios de 220 kV y 500 kV de la S/E Cumbre (todos pertenecientes a DATE), es señalado en el Numeral 9.1 del ITP, correspondiendo al Proyecto N°62 “Segundo Banco de Autotransformadores 500/220, de 750 MVA en la S/E Cumbre”. Si bien, dicho proyecto no fue recomendado, esto se debió a que “Se incorpora proyecto equivalente denominado ‘Ampliación en S/E Cumbre’”.</p> <p><u>Consideración Adicional:</u></p> <p>DATE comparte que el ITP comprenda la obra “Ampliación en S/E Cumbre”, como una obra de ampliación, y no como una obra nueva. Esto pues, en concordancia con lo dispuesto en el Numeral 7.1.3.1<sup>6</sup> del ITP, titulado “Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica”, a efectos de incrementar <u>el nivel de transferencias, y la seguridad del sistema de transmisión de 220 kV, entre las subestaciones Cumbre y Cardones</u>. Además, el proyecto <u>permite el desarrollo del potencial de generación de la zona</u>, junto con disminuir el riesgo de vertimiento de la energía producida por centrales ubicadas en las comunas de Diego de Almagro y Copiapó.</p> <p>Por otra parte, para justificar esta obra, el ITP en su Numeral 7.1.3.1 señala que se tomaron en consideración la declaración en construcción<sup>7</sup> de las centrales fotovoltaicas Malgarida I y Malgarida II, ambas de la empresa Acciona Energía Chile SpA, y que su fecha de puesta en servicio estimada es marzo de 2021.</p> <p>A su vez, el artículo 89 de la LGSE define obras de ampliación como <i>“aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes”</i>.</p> <p>Pues bien, dada la fundamentación expuesta por el ITP para haber contemplado la obra “Ampliación en S/E Cumbre”, es posible constatar que se trata de una ampliación decretada para aumentar la capacidad que facilite el desarrollo del potencial de generación en la zona,</p>		

<sup>6</sup> Numeral 7.1 titulado “Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional”.

<sup>7</sup> Resolución Exenta N°783 del 18 de diciembre del 2019.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>junto con un aumento de la seguridad del sistema de transmisión entre las subestaciones Cardones y Cumbre.</p> <p>Particularmente en este caso, la capacidad que se requiere ampliar corresponde a la capacidad contenida en la Obra Nueva DATE, lo cual resulta evidente al observar en qué consiste la obra "Ampliación en S/E Cumbre": se trata de la extensión de la plataforma, de las barras principales y todas las instalaciones comunes de la parte Oeste del patio de 500 kV cuya propiedad es de DATE, es decir, se interviene directamente ampliando toda esa clase de infraestructura que ha construido DATE como parte de la ejecución de la Obra Nueva DATE, de la cual es propietario y titular.</p> <p>Cabe destacar que Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN") es titular del derecho de uso únicamente de parte del patio de 500 kV de la S/E Cumbre (parte Oeste). Por su parte, DATE es titular del derecho de uso de la totalidad del patio de 220 kV, y de parte del patio de 500 kV (parte Este, correspondiente a la obra ejecutada en virtud del Decreto 2T).</p> <p>Por otra parte, el nuevo banco de autotransformadores 220/500 kV de la S/E Cumbre compartirá la unidad de reserva del banco de autotransformadores 220/500kV existente, por lo que, por criterio de seguridad de las instalaciones, lo adecuado es que las nuevas instalaciones sean operadas por un único propietario, que en este caso corresponde a DATE.</p> <p>En definitiva, la <b>"Ampliación en S/E Cumbre" corresponde esencialmente a la ampliación de la infraestructura eléctrica construida en el patio de 220 kV y de la parte Oeste del patio de 500 kV de la S/E Cumbre</b>, cuya construcción y operación -como señalamos- corresponde íntegramente a DATE como parte de la Obra Nueva DATE que se adjudicó en su oportunidad.</p>		
09-2	<p><u>Obra de Ampliación N°10, titulada: "Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)"</u></p> <p>Numeral 3 titulado: "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional", 3.1. "Obras de Ampliación", Tabla</p>	<p>Debido a las consideraciones que se exponen a continuación, Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A. ("DATE") considera que la inclusión en el Plan de Expansión de 2019 de la Obra de Ampliación "Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)" debe quedar sujeta a la aprobación de la solicitud realizada por DATE para que dicha obra sea declarada como Obra Urgente de acuerdo con lo estipulado en el segundo inciso del Artículo 102° de la LGSE y la Resolución Exenta N°360 del año 2017.</p>	<p>Se solicita condicionar la inclusión de la Obra de Ampliación N°10, titulada "Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)" en el Plan de Expansión del año 2019 a la aprobación por parte del Coordinador y la CNE de la solicitud de dicha obra según</p>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por empresa Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A., asociada a la consideración de la obra presentada mediante el artículo 102° de la Ley en S/E Cumbre, esta Comisión concuerda con lo solicitado e incluirá en la definición de la obra una condición que permita la ejecución de la obra propuesta en el presenta plan de expansión o la obra urgente presentada a la Comisión, según</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>1: Obras de Ampliación del Sistema Nacional; Obra de ampliación N°10 titulada: "Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)", página 14 del Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2019 ("ITP"), dictado por la Comisión Nacional de Energía ("CNE").</p>	<p><u>Consideraciones:</u></p> <p>La CNE, en el ITP, decretó como Obra de Ampliación a la obra "Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)". Dicha obra fue propuesta en la etapa de "Propuestas de Transmisión por parte de los Promotores" del Plan de Expansión 2019 por parte de las empresas Colbún, DATE y Enel, de acuerdo con lo señalado en el Numeral 9.1 del ITP titulado "Proyectos no recomendados", individualizadas en las propuestas N°49, 62 y 65, respectivamente.</p> <p>Por otra parte, DATE, en su calidad de propietario de las instalaciones, ha solicitado que esta Obra de Ampliación sea declarada como Obra Urgente, haciendo uso de lo establecido en el segundo inciso del Artículo 102° de la LGSE y en la Resolución Exenta 360 del año 2017. Ambas normativas permiten a las empresas eléctricas propietarias de instalaciones de transmisión de servicio público que puedan solicitar obras de ampliación sobre sus instalaciones, siempre y cuando dichas obras no se encuentren decretadas en algún plan de expansión de la transmisión. La presentación de los documentos para la solicitud antes mencionada fue entregada al Coordinador con fecha 14 de enero de 2020. Adicionalmente, se envió una copia de los antecedentes a la CNE con fecha 17 de enero de 2020.</p> <p>En caso de que la solicitud de DATE respecto a que la obra "Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)" sea declarada como Obra Urgente sea aprobada por el Coordinador y la CNE, no sería necesario que dicha obra sea incorporada en el Plan de Expansión Anual correspondiente al año 2019, por lo que, se propone, en este caso, retirar del plan a dicha obra, habida consideración de los importantes beneficios que traerá para el sistema el adelanto de esta obra al ejecutarse como Obra Urgente y no como parte del Plan de Expansión.</p>	<p>lo establecido en el segundo inciso del Artículo 102° (Obras Urgentes) de la LGSE, realizada por la propietaria de las instalaciones DATE.</p>	<p>corresponda.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la definición de la obra "Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT) " en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
09-3	<p><u>Obra de Ampliación N°11, titulada: "Ampliación en S/E Illapa (IM)"</u></p> <p>Numeral 3 titulado: "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional", 3.1. "Obras de Ampliación", Tabla</p>	<p>Debido a las consideraciones que se exponen a continuación, Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A. ("DATE") considera que debe modificarse el alcance en el Plan de Expansión de 2019 de la Obra de Ampliación "Ampliación en S/E Illapa (IM)", sujeto a la aprobación de la solicitud realizada por DATE para que parte de la obra sea declarada como Obra Urgente, de acuerdo con lo estipulado en el segundo inciso del Artículo 102° de la LGSE y la Resolución Exenta N°360 del año 2017.</p> <p><u>Consideraciones:</u></p>	<p>Se solicita modificar el alcance de la Obra de Ampliación N°11, titulada "Ampliación en S/E Illapa (IM)" en el Plan de Expansión del año 2019 a la aprobación por parte de la CNE de las solicitudes realizadas través de lo establecido en el segundo inciso del Artículo</p>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por empresa Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A., asociada a la consideración de la obra presentada mediante el artículo 102° de la Ley en S/E Illapa, esta Comisión concuerda con lo solicitado por la empresa. En base a lo anterior, para proyectos de generación en la zona, esta Comisión señala que la ampliación de las barras para la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>1: Obras de Ampliación del Sistema Nacional; Obra de ampliación N°11 titulada: "Ampliación en S/E Illapa (IM)", página 14 del Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2019 ("ITP"), dictado por la Comisión Nacional de Energía ("CNE").</p>	<p>La CNE, en el ITP, decretó como Obra de Ampliación a la obra "Ampliación en S/E Illapa (IM)". Dicha obra fue incorporada en el informe para, de acuerdo con lo mencionado en el Numeral 7.8.3 del ITP, permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona de emplazamiento de la S/E Illapa 220 kV. En la justificación del proyecto, se menciona que es necesario ampliar las barras de 220 kV de la S/E Illapa, manteniendo la configuración actual, que corresponde a interruptor y medio, considerando espacio para tres nuevas diagonales, permitiendo así la conexión de nuevos proyectos.</p> <p>Por otro lado, DATE, en su calidad de propietario de las instalaciones, ha solicitado por medio de dos solicitudes diferentes la ampliación de la S/E Illapa, que consiste en una ampliación de la barra 220 kV, que considere espacio para una nueva diagonal para la conexión de al menos un proyecto de generación en dicha subestación, para que esta sea declarada como Obra Urgente, haciendo uso de lo establecido en el segundo inciso del Artículo 102° de la LGSE y en la Resolución Exenta 360 del año 2017. Ambas normativas permiten a las empresas eléctricas propietarias de instalaciones de transmisión de servicio público que puedan solicitar obras de ampliación sobre sus instalaciones, siempre y cuando dichas obras no se encuentren decretadas en algún plan de expansión de la transmisión. La presentación de ambas solicitudes y sus respectivos documentos fueron presentadas al Coordinador con fecha 14 de enero de 2020. Adicionalmente, se envió una copia de los antecedentes a la CNE con fecha 17 de enero de 2020.</p> <p>En caso de que cualquiera de las dos solicitudes de DATE, que consideran una ampliación de para una futura diagonal en la S/E Illapa sea declarada Obra Urgente, sería necesario modificar el alcance de la Obra de Ampliación "Ampliación en S/E Illapa (IM)" en el Plan de Expansión Anual correspondiente al año 2019, de manera de establecer que la obra de ampliación del Plan de Expansión sea para 2 futuras diagonales.</p>	<p>102° (Obras Urgentes) de la LGSE, realizadas por la propietaria de las instalaciones DATE. En caso de que sean aceptadas las solicitudes, se solicita modificar el primer párrafo del Numeral 3.1.11.1 del ITP de acuerdo con lo siguiente: <i>"El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para <b>dos</b> nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona."</i></p>	<p>conexión de dichos proyectos se puede realizar mediante obra urgente, pudiendo llegar en plazos más acotados que por la vía de la planificación centralizada. Conforme a lo anterior, esta Comisión eliminará en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 la obra "Ampliación en S/E Illapa 220 kV (IM)".</p>

10 ALTO JAHUEL TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
10-1	<p><u>Obra de Ampliación N°16, titulada: "Ampliación en S/E Maipo (NCER AT)"</u></p> <p>Numeral 3 titulado: "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional", 3.1. "Obras de Ampliación", Tabla 1: Obras de Ampliación del Sistema Nacional; Obra de Ampliación N°16 titulada: "Ampliación en S/E Maipo (NCER AT)", página 14 del Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2019 ("ITP"), dictado por la Comisión Nacional de Energía ("CNE").</p>	<p>Debido a las consideraciones que se exponen a continuación, Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A. ("AJTE") considera que la obra de ampliación "Ampliación en S/E Maipo (NCER AT)" debe ser decretada como Obra Nueva.</p> <p><u>Consideraciones:</u></p> <p>(1) De acuerdo con la descripción del Numeral 3.1.16.1 del ITP, la obra "Ampliación en S/E Maipo (NCER AT)" consiste en <b>la instalación de un equipo de compensación estática de potencia reactiva de, al menos, 400 MVar de capacidad de inyección de reactivos en la barra de 220 kV en la S/E Maipo</b>. Al mismo tiempo, el proyecto considera <b>la construcción de una nueva bahía GIS e instalaciones comunes en el patio 220 kV de la subestación</b>, cuya configuración corresponde a doble barra más barra de transferencia, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo. No obstante, en la descripción de la obra no se menciona que ésta corresponda a un aumento de capacidad de las instalaciones pertenecientes a la S/E Maipo, lo que es condición necesaria para que una obra sea determinada como Obra de Ampliación, según lo señalado en el segundo inciso del Artículo 89° de la LGSE.</p> <p>(2) En el Numeral 7.1.10 del ITP titulado "Nuevo Equipo de Compensación Estático de Reactivos S/E Maipo" se señala que el CER tiene como objetivo <i>"permitir el desarrollo del potencial energético de la zona sur del país, al incrementar la capacidad de transferencia en alrededor de 400 MVA los circuitos de 500 kV entre las subestaciones Ancoa y Alto Jahuel, la que constituye la principal interconexión eléctrica entre la región del Maule y la zona centro del país"</i>. Si bien se menciona que esto es un aumento de capacidad en la zona, el tramo Ancoa – Alto Jahuel 500 kV pertenece a más de una empresa<sup>8</sup>, por lo que no es posible declarar esta obra como una Obra de Ampliación a estas u otra empresa, no existiendo la posibilidad de asignarla a una empresa bajo el segundo Artículo 89° de la LGSE.</p> <p>(3) En el Numeral 10.1.16 del ITP<sup>9</sup>, la CNE señala que los detalles de los requerimientos de ingeniería conceptual de la obra "Ampliación en S/E Maipo" se encuentran en el documento "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018", en adelante "Propuesta de Expansión 2018", elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional, incorporado en su Numeral 9.1.4.</p>	<p>Se solicita modificar el nombre y tipo de obra de la Obra de Ampliación N°16 titulada "Ampliación en S/E Maipo (NCER AT)" a "Nueva Compensación Estática de Reactivos en S/E Maipo (NCER AT)", y que ésta sea declarada como Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional, incorporándose en la "Tabla 3. Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional" del ITP.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A., en la que solicita modificar el nombre y tipo de obra de la Obra de Ampliación "Ampliación en S/E Maipo (NCER AT)" a "Nueva Compensación Estática de Reactivos en S/E Maipo (NCER AT)", y que ésta sea declarada como Obra Nueva, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Esta Comisión ha determinado un requerimiento de compensación estática de reactivos de tipo variable en el entorno a la Región Metropolitana, cuyo propósito es aumentar el límite de transmisión seguro a través del corredor Charrúa - Ancoa - Alto Jahuel en 500 kV.</li> <li>- La obra concreta incorporada en el ITP de este plan de expansión corresponde a la originalmente presentada por el Coordinador en su propuesta de expansión 2018.</li> <li>- En el análisis presentado por el Coordinador se identificó la S/E Maipo como nodo de conexión para el equipo promovido, debido a que contaría con espacio disponible para recibir el equipo y para su conexión, a diferencia de la S/E Alto Jahuel, contigua a la mencionada S/E Maipo.</li> <li>- Posteriormente, la empresa propietaria de la S/E Alto Jahuel, presentó antecedentes que respaldarían la factibilidad de instalar una solución equivalente en el interior de esta subestación, presentando una observación formal al respecto.</li> <li>- En dicha observación, la empresa Transelec señala que resultaría más económica una solución en su instalación, debido a que podría ser realizada en tecnología AIS, mientras que la solución en la S/E Maipo debería forzosamente ser concebida en GIS. Adicionalmente, Transelec señala que se debiera modificar la ubicación de la obra, pasando a la S/E Alto</li> </ul>

<sup>8</sup> Los circuitos 1 y 2 del tramo Ancoa – Alto Jahuel en 500 kV pertenecen a la empresa Transelec S.A., mientras que los circuitos 3 y 4 pertenecen a la empresa Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A.

<sup>9</sup> Numeral 10 titulado "Anexo 2: Ingeniería Conceptual de los Proyectos".

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>En dicho Numeral se describe con detalle la ingeniería de la obra señalada en la presente observación. Además, se enuncia el listado de las obras necesarias para este proyecto, que corresponden a: CER +/- 400 MVAR, bahía 220 kV barra seccionadora con transferencia y sistemas de control y protecciones del paño 220 kV. <b>Ninguno de los elementos del listado mencionado tiene relación con ampliaciones de instalaciones existentes de la S/E Maipo, sino que corresponden a nuevas conexiones a dicha subestación.</b></p> <p>(4) En el Numeral 9.1.4.6 "Tipo de obra y responsable del proyecto" de la Propuesta de Expansión 2018, se señala que, dada la envergadura del proyecto, y para efectos de buscar la eficiencia económica mediante competencia, <b>el Coordinador recomienda considerar esta obra como una Obra Nueva.</b> Esta afirmación queda respaldada en los argumentos señalados previamente en esta observación, respecto a que dichas obras no serían ampliaciones a las instalaciones existentes. Al mismo tiempo, <b>es más eficiente desde un punto de vista económico,</b> realizar esta obra como una Obra Nueva, puesto que estos procesos de licitación han logrado atraer a un mayor número de proponentes, y también han tenido una menor cantidad de obras declaradas como desiertas, si se compara con los procesos de licitación de Obras de Ampliación.</p>		<p>Jahuel, consecuentemente con el responsable de su ejecución, pasando a ser Transelec, manteniendo el tipo de obra propuesto en el ITP (obra de ampliación).</p> <p>- En vista de los antecedentes con que se cuenta a la fecha, y en el entendido de que la facilitación de la competencia se encuentra dentro de los principios que guían el proceso de planificación de la transmisión, esta Comisión ha determinado que la mejor alternativa es abrir el proceso de licitación de tal forma que ambas alternativas de ubicación puedan competir por ofrecer la solución más eficiente para el requerimiento planteado, de modo que se modificará el tipo de obra, pasando de ampliación a obra nueva, además de habilitarse la posibilidad de que los interesados puedan desarrollar su alternativa de solución tanto en la S/E Alto Jahuel como en la S/E Maipo, siendo ambas equivalentes desde el punto de vista eléctrico.</p>

# 11 COLBÚN TRANSMISIÓN

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
11-1	N°52.- Ampliación Sistema de Transmisión Zonal Aconcagua 110 kV	<p>De acuerdo con el motivo de rechazo planteado por la CNE, la obra zonal no cumple con los criterios para ser incorporada en el Plan, indicando que esto tendría relación con la diferencia de topología considerada para la evaluación (operación cerrada de la línea 1x110 kV Esperanza - Las Vegas).</p> <p>Al respecto, al considerar la topología utilizada por la CNE y revisar la BD DigSILENT del Plan se observa lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La zona de Aconcagua contempla dos enlaces de alimentación, que corresponden a los transformadores 220/110 kV de las SSEE Los Maquis y Río Aconcagua, el primero de 100 MVA ((límite térmico) y el segundo de 350 MVA.</li> <li>- La generación de la zona de Aconcagua (LQU, BLN, JUN, CHA) utilizada en la BD es del orden de los 66 MW. Según los datos operacionales del año 2019, un 67% del tiempo dicha generación fue menor a 66 MW (similar al año 2018), por lo que no se considera correcto utilizar ese monto de generación para realizar las evaluaciones. Como dato adicional, la probabilidad de excedencia de la zona es cercana al 100%.</li> <li>- La BD tiene un consumo en S/E Saladillo (Codelco Andina) cercano a los 5 MW. Los datos de demanda del año 2019 indican que más del 90% del tiempo el consumo de dicha subestación estuvo sobre los 5 MW y que más de un 26% del tiempo, dicho consumo estuvo sobre los 30 MW, llegando a un máximo cercano a los 36 MW.</li> <li>- Las capacidades térmicas de las líneas de 110 kV presentan diferencias con las capacidades térmicas reales informadas al Coordinador, en particular en los tramos Bypass San Rafael – Tap Los Maquis, Tap Los Maquis – Los Maquis, Tap Los Maquis – Aconcagua, Las Vegas – Esperanza y Esperanza – Río Aconcagua. Esta situación impacta directamente los resultados de las evaluaciones.</li> <li>- La temperatura ambiente de la zona de Los Andes y San Felipe es alta, puede superar los 30°C, no solamente en período estival. En verano se han registrado valores sobre los 36°C.</li> <li>- Si consideramos los puntos anteriores, y realizamos una contingencia en el transformador 220/110 kV de la S/E Río Aconcagua, se observan sobrecargas tanto en el transformador 220/110 kV de la S/E Los Maquis como en los tramos de 110 kV entre Los Maquis, Tap Los Maquis y Bypass San Rafael. Este impacto se vería incrementado por el aumento de carga contemplado en el zonal C, que se puede inferir por la incorporación de la obra "Ampliación en S/E Nueva San Rafael" (transformador de 110/12 kV y 50 MVA en la S/E Nueva San Rafael) en el actual Plan.</li> </ul> <p>Lo anterior implica necesariamente un reforzamiento en la zona de Aconcagua, tanto por la instalación de un segundo transformador en la S/E Los Maquis, que permitiría equiparar las diferencias en capacidad con el transformador de S/E Río Aconcagua, y con ello poder afrontar la contingencia de este último, como el reemplazo de conductor entre Los Maquis – Tap Los Maquis y Bypass San Rafael, en la misma capacidad máxima que el tramo recientemente adjudicado por el Decreto N°283/2018, "Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua -Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Nueva Panquehue", esto es 155 MVA por circuito a 35°C.</p> <p>Por otra parte, con respecto a los motivos para considerar la línea 110 kV Las Vegas - Esperanza cerrada se menciona lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El proyecto Nueva Subestación Seccionadora Río Aconcagua, fue concebido como obra zonal obligatoria, necesaria para el abastecimiento de la demanda, que, según lo indicado en el Informe Final de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria (Resolución Exenta N°320, CNE), no sería únicamente para abastecer la demanda de la Zona de Aconcagua, sino también para alimentar la Zona Quinta Costa ( "... Junto a todo lo anterior, esta obra permite reducir la inyección de potencia</li> </ul>	<p>Incorporar las siguientes obras al Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Aumento de Capacidad de Línea Aconcagua - Esperanza 2x110 kV (tramo Los Maquis - Tap Los Maquis - Tap Bypass San Rafael)</li> <li>2) Segundo transformador 220/110 kV en S/E Los Maquis.</li> <li>3) Aumento de capacidad y tendido del segundo circuito de la línea Esperanza - Las Vegas 110 kV. Junto con, aumento de Capacidad de Línea Aconcagua - Esperanza 2x110 kV (tramo Río Aconcagua - Esperanza)</li> </ol>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 05-1.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>hacia el sistema desde las subestaciones Cerro Navia y San Pedro...")  Luego, si se considera la línea Las Vegas - Esperanza 110 kV abierta, dicha obra zonal sólo permitiría abastecer la demanda de la zona de Aconcagua (SSEE San Rafael, San Felipe, Chagres y Saladillo), no así la de la zona Quinta Costa. La demanda total máxima de la zona de Aconcagua estaría cercana al 40% de la capacidad del transformador de la S/E Río Aconcagua.</p> <p>- En el corto plazo, la Zona Quinta Costa se verá impactada por el retiro de las centrales del Complejo Ventanas (plan de descarbonización del país). Al operar la línea Esperanza – Las Vegas 110kV cerrada se podría brindar un apoyo de suministro a la zona Quinta Costa y así ocupar de mejor forma la capacidad del transformador de la S/E Río Aconcagua. Junto con ello permitiría dar flexibilidad al sistema.</p> <p>Para poder operar la línea Esperanza – Las Vegas 110 kV cerrada es necesario reforzar su conductor y tender su segundo circuito (longitud menor que 280 m), incluyendo un nuevo paño de línea en SE Las Vegas 110 kV. Junto con ello, reforzar el conductor de la línea Esperanza – Aconcagua 2x110 kV, específicamente, el tramo Río Aconcagua – Esperanza (5,2 km aprox), en la misma capacidad máxima que el tramo recientemente adjudicado por el Decreto N°283/2018, "Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua -Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Nueva Panquehue", esto es 155 MVA por circuito a 35°C.</p> <p>Por otra parte, cabe destacar que, para las futuras evaluaciones de la zona quinta se debe tener en consideración que el consumo de Cemento Melón utilizado en la BD, es un 60% más bajo que su consumo normal (del orden de los 30 MW).</p> <p>Finalmente, las obras solicitadas por Colbún Transmisión en el presente Plan, a excepción del segundo transformador 220/110 kV en S/E Los Maquis, fueron propuestas por el Coordinador en el Informe de Propuestas de Expansión de la Transmisión 2020 de fecha 22 de enero de 2020, cuyo objetivo es brindar robustez y seguridad al sistema de transmisión de la Zona Quinta (Zonas Quinta Costa y Aconcagua).</p>		

# 12 AES GENER

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
12-1	9.1 proyectos No recomendados, Tabla 62 N° 5, Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Los Ángeles - Charrúa	<p>El informe técnico indica lo siguiente para el proyecto señalado:  <i>"Si bien se detectan congestiones en el tramo 1x154 kV Los Ángeles - Charrúa, estas se ven sustancialmente reducidas con la entrada en operación de la solución conjunta entre la S/E Epuleufu y la Nueva S/E La Invernada, ambas incorporadas en el presente Plan de Expansión, razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente plan de expansión"</i></p> <p>Si bien, se han propuesto expansiones para instalaciones zonales, el proyecto que fue presentado ante la CNE por AES Gener no fue evaluado en el presente informe técnico.</p> <p>Conforme lo establecido en la RE CNE N°711/2017 y su artículo 16° , corresponde determinar preliminarmente los proyectos propuestos por el Coordinador y promotores que <u>deberán</u> someterse al Análisis de Suficiencia. El proyecto propuesto se enmarca dentro de esta categoría, dado que se trata de un proyecto que aumenta la capacidad de un tramo de transmisión del sistema, mediante el cambio del conductor de la actual línea de transmisión, por lo que su inclusión en el sistema provocaría una modificación en los costos totales de operación y falla, tal como fue demostrado al ser propuesto. Por su parte conforme a lo establecido en el artículo 18° de la RE 711, en su letra b) se señala que la Comisión podrá determinar:</p> <p><i>".....a) Someter proyectos directamente a la etapa de Análisis Técnico Económico. Pasarán directamente a la etapa de evaluación económica los equipamientos de transformación de las subestaciones de distribución, siempre que, calculado los respectivos plazos constructivos se exceda en un 90% la cargabilidad máxima de los equipos de transformación existentes (criterio de holgura).</i></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><i>c) Posponer proyectos y no continuar con su análisis. Se pospondrán aquellos proyectos que no cumplan con lo establecido en los literales a) o b) precedentes....."</i></p> <p>Para posponer el mencionado proyecto, no se ha efectuado el análisis correspondiente, por lo cual no es posible posponerlo dado que no se ha verificado que cumpla con la hipótesis señalada en el mencionado Artículo. Cabe señalar que no se encuentran los cálculos o archivos de análisis que así lo indiquen y también que se desprende de la tabla 62, que se ha inspeccionado el resultado de simulaciones de otros proyectos para tomar la actual determinación.</p> <p>Por su parte, al analizar flujos AC con la obra alternativa que la CNE propone , se puede observar que existe una baja relación entre los flujos del transformador Epuleufu 220/66 kV y la generación de las plantas Cuel, Alena y Mesamávida. Lo anterior se puede observar en atención que el sistema de 66 kV tiene consumos y plantas de generación, pero se encuentra más alejada eléctricamente, dado las impedancias de los transformadores en Los Ángeles, la red de 66 kV y el propio de Epuleufu. Por tanto, el proyecto alternativo propuesto por la CNE no resultaría suficiente para cubrir las necesidades de transmisión o</p>	<p>Se propone que el proyecto de cambio de conductor, sea evaluado conforme lo señalado en la RE N° 711, en base a los antecedentes presentado para el proyecto y sea comparado respecto las expansiones correspondientes.</p> <p>Que se analicen las diferentes implicancias en las redes, desde el punto de vista de flujos AC, para verificar la utilidad, por ejemplo, para la evacuación de producción de la zona inmediata.</p> <p>En subsidio, incluir el proyecto presentado Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Los Ángeles - Charrúa.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Aes Gener, en la cual solicita evaluar la conveniencia de incorporar el proyecto "Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Los Ángeles - Charrúa" al presente plan de expansión, se indica que este fue evaluado en los términos indicados en la Resolución Exenta N°711/2017, no cumpliendo con los requisitos para su incorporación en el presente plan de expansión.</p> <p>Adicionalmente se debe indicar que, de acuerdo a lo solicitado en la observación 12-7, y en atención a que el ingreso de generación sí podría modificar los resultados obtenidos con motivo del ITP, en donde no se habían detectado congestiones en el tramo en cuestión posterior a la entrada en operación de las obra "Nueva S/E Epuleufu", esta Comisión realizó la evaluación económica de la obra considerando sensibilidad propuesta en la observación señalada.</p> <p>Dado lo anterior, no se acoge la solicitud de incorporación de la obra "Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Los Ángeles - Charrúa" al presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>evitar problemas de congestión, de la manera en que lo efectuaría el cambio de conductor propuesto.</p> <p>El proyecto Epuleufu y la Invernada, vienen a apoyar tanto la red de 220 kV de CMPC, como la red de 66 kV, ante lo cual no se observan inconvenientes en su incorporación, pero dada la poca o nula influencia que tiene en el tramo Los Ángeles - Charrúa, se ve que se requiere complementar el Plan de Expansión, incorporando el proyecto de cambio de conductor.</p> <p><b>Ver imágenes de los flujos de potencia en Anexo 12.1</b></p>		
12-2	9.1 proyectos No recomendados, Tabla 62 N° 1, Almacenamiento Zona Mulchén	<p>El informe técnico indica lo siguiente para el proyecto señalado:  <i>"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 esgrimido anteriormente, el proyecto no fue 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"</i></p> <p>Al inspeccionar los archivos de respaldo, es posible advertir que el proyecto en comento, si posee reducción de costos de operación y falla del sistema en todos los escenarios. al ser comparado respecto el caso "Transec CER A.Jahuel (Final)", conforme se señala en el mismo archivo "Evaluación Económica General TxN - ITP.xlsx", en la hoja "Tasa 2019"</p> <p>Los beneficios totales, es decir incluyendo operación, falla e inversión que de la hoja "Tasa</p>	Incorporar el proyecto dentro de las recomendaciones, dado que cumple con tener beneficios netos totales en más del 50% de los escenarios	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Aes Gener, en la cual solicita incorporar la obra "Almacenamiento Zona Mulchén" en el presente plan de expansión, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La obra en cuestión fue evaluada con motivo del desarrollo del ITP de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución 711/2017 de la Comisión, resultando que esta no cumplió las condiciones para ser incorporada en el presente plan de expansión.</li> <li>- En cuanto al análisis que se incluye en la observación, este contiene errores en la forma en que determina los beneficios asociados al proyecto. En particular, se tiene que los beneficios que otorga el proyecto se obtienen a</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2019" se pueden determinar de las filas 40 a 45, ascienden a 21, 30, 22, 20 y 46 millones de dólares para los escenarios A a E, respectivamente</p>		<p>partir de su comparación en relación al caso "Transelec CER Alto .Jahuel (Final)", toda vez que se las diferencias de costos operacionales y falla se determinan entre ambas simulaciones (lo que es correcto), mientras que se adiciona el AVI del proyecto en revisión (lo que no corresponde).</p> <p>- En todo caso, las simulaciones fueron revisadas y realizadas nuevamente considerando los ajustes incorporados a la base de datos en función de las observaciones, manteniéndose las conclusiones presentadas en el ITP.</p>
12-3	<p>9.1 proyectos No recomendados, Tabla 62 N° 64, Reemplazo de conductores de la línea 2x220 kV Andes - Nueva Zaldívar</p>	<p>El informe técnico indica lo siguiente para el proyecto señalado:  <i>"El proyecto presentado corresponde a la ampliación de una instalación perteneciente al segmento de Transmisión Dedicada, cuyas expansiones no corresponde abarcar dentro del proceso anual de expansión de la transmisión, razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión"</i></p> <p>Al respecto es importante señalar que la Ley 20.936 en su artículo 87° en su inciso sexto señaló lo siguiente:</p> <p><i>"Asimismo, la planificación podrá considerar la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicada para la conexión de las obras de expansión, en tanto permita dar cumplimiento con los objetivos señalados en el presente artículo. Estas expansiones no podrán degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas existentes y deberán considerar los costos asociados y/o los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas. Las discrepancias que se produzcan respecto de estas materias podrán ser presentadas al Panel de Expertos en la oportunidad y de conformidad al procedimiento establecido en el artículo 91°. Las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, <b>cambiarán su calificación</b> y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92°"</i></p> <p>El Decreto N° 4 de 2019 , estableció en su artículo primero, numeral 1.2, literal e) que la obra "NUEVA LÍNEA 2X500 KV PARINAS - LIKANANTAI, ENERGIZADA EN 220 KV", interviene el tramo Andes - Nueva Zaldívar, por lo que desde la fecha de publicación del Decreto N° 4, 9 de enero de 2019, tal instalación, por efecto de la Ley cambió su calificación, dejando de ser Dedicada. Lo anterior, ya ha tenido efectos como por ejemplo en procesos de Solicitud de Uso de Capacidad Técnica ante el Coordinador, ante los cuales dicho tramo no se encuentra afecto a los cálculos debido al efecto de la Ley y su cambio de calificación.</p> <p>En base a lo anterior, corresponde que la instalación Andes - Nueva Zaldívar sea analizada en el presente plan de expansión.</p> <p>Adicionalmente, en la S/E Andes se han presentado diversas Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica, siendo aprobadas por parte del Coordinador, mediante cartas DE</p>	<p>Analizar el proyecto presentado, en el presente Plan de Expansión</p> <p>En subsidio, incluir la obra reemplazo de conductores de la línea 2x220 kV Andes - Nueva Zaldívar</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por Aes Gener relativa a la incorporación de la obra "Reemplazo de conductores de la línea 2x220 kV Andes-Nueva Zaldívar", cabe señalar que, efectivamente, la línea 2x220 kV Andes-Nueva Zaldívar fue intervenida por la obra "Nueva Línea 2x500 kV Parinas-Likanantai, energizada en 220 kV", fijada en el Decreto Exento N° 4 de 2019 del Ministerio de Energía, razón por la cual cambió de calificación, de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la LGSE.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, para efectos de las evaluaciones efectuadas en el presente proceso de planificación, la línea en cuestión fue considerada de acuerdo la funcionalidad que tiene actualmente, esto es, una línea dedicada. Lo anterior, puesto que la obra fijada en el plan de expansión 2017 aún no ha entrado en operación, de modo que la instalación en cuestión sigue operando como parte del sistema dedicado, razón por la cual se estimó pertinente considerarla como tal en este proceso.</p> <p>Por otra parte, dado que la "Nueva Línea 2x500 kV Parinas -Likanantai, energizada en 220 kV" fue adjudicada recientemente, se desconoce cuál será la ubicación exacta en que la línea 2x220 kV Andes - Nueva Zaldívar será</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>5558-19 y DE 6240-19 del Coordinador, las cuales totalizan 178,6 MW. Por su parte, se encuentran actualmente instalados 21,8 MW y se encuentra en construcción 80MW en la misma S/E. Los proyectos fehacientes para el mismo HUB totalizan 526 MW. Por lo que la potencia total solar a ser instalada en aquella subestación será de 806.4 MW.</p> <p>Por lo tanto, es posible prever que existe una alta demanda tanto del punto de conexión como de la utilización de las redes aledañas para el corto plazo, por lo que se hace necesario la expansión de las redes para atender tal demanda de transmisión</p>		<p>seccionada. Consecuentemente, se desconoce también cuál será el tramo de la línea que efectivamente cambiará su funcionalidad y, por lo tanto, su calificación, lo que impide evaluar correctamente la obra propuesta por Aes Gener.</p> <p>Asimismo, cabe señalar que, dado el estado en que se encuentra la obra "Nueva Línea 2x500 kV Parinas-Likanantai, energizada en 220 kV", incorporar la propuesta de Aes Gener podría interferir en el desarrollo de la referida obra, situación que, justamente, se pretendió evitar al contemplarse el cambio de calificación establecido en el inciso final del artículo 87° de la LGSE.</p> <p>En conformidad a lo anterior, no se acoge la observación planteada por la empresa, sin perjuicio de que la obra propuesta pueda ser analizada en próximos procesos de planificación, en conconrdancia con el desarrollo del proyecto incorporado a través del proceso de planificación centralizado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
12-4	<p>6.3.3 PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN; TRANSMISIÓN. Y 9.1 proyectos No recomendados, Tabla 62 N° 5, Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Los Ángeles - Charrúa;</p> <p>9.1 proyectos No recomendados, Tabla 62 N° 64, Reemplazo de conductores de la línea 2x220 kV Andes - Nueva Zaldívar;</p> <p>9.1 proyectos No recomendados, Tabla 62 N° 2, Almacenamiento Zona Punta Colorada;</p> <p>9.1 proyectos No recomendados, Tabla 62 N° 1, Almacenamiento Zona Mulchén;</p>	<p>La RE 711 de 2017, en su artículo 13° señala lo siguiente:</p> <p><i>"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. 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."</i></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° 227 de la Comisión, de 22 de marzo de 2019, conforme lo establecido en el Artículo 13° de la mencionada Resolución, es posible que la CNE pueda actualizar alguno de estos supuestos.</p> <p>En particular, existen al día de hoy, cómo declarados en construcción que ingresarán en operación en el corto plazo, diversos proyectos de generación adicionales a los establecidos en aquella resolución de declaración en construcción de marzo de 2019. En efecto, en la resolución exenta N° 227 se consideran alrededor de 1.100 MW para el 2020 y alrededor de 80 MW para el 2021, mientras que en la resolución exenta N° 783 para los mismos años se tienen en construcción alrededor de 3.800 y 500 MW respectivamente. Esto, en general, lleva a subestimar en el corto - mediano plazo, los requerimientos de transmisión del sistema en el presente ejercicio y a retrasar aún más soluciones de transmisión necesarias. Esto también causará que las obras propuestas, eventualmente, sean insuficientes al momento de ingresar en operación tanto para los proyectos de generación como los de transmisión.</p> <p>En base a lo anterior y en específico, en atención a que la cantidad de generación que difiere en el corto plazo para diferentes zonas, como por ejemplo, Charrúa – Mulchén – Los Ángeles y Temuco , Norte Chico u otras que la CNE estime convenientes en analizar, es que se solicita se efectúen un análisis de sensibilidad, incluyendo los proyectos de generación señalados o que se requieran, para verificar que las expansiones propuestas tanto por la CNE como por los promotores de proyectos sean evaluados y se revise que sean al menos suficientes para los requerimientos venideros en el corto plazo.</p>	<p>Efectuar un análisis de sensibilidad para verificar que con las obras propuestas tanto por la CNE como por los promotores de proyectos, resulten ser suficientes ante los requerimientos venideros en el corto plazo, producto de los últimos proyectos declarados en construcción.</p> <p>En subsidio:</p> <p>Incluir el proyecto presentado Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Los Ángeles - Charrúa.</p> <p>Incorporar el proyecto Almacenamiento Zona Mulchén</p> <p>Incorporar el proyecto Almacenamiento Zona Punta Colorada</p> <p>Incorporar el proyecto Reemplazo de conductores de la línea 2x220 kV Andes - Nueva Zaldívar</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Aes Gener, en la cual solicita realizar un análisis de sensibilidad respecto de la incorporación de nueva oferta de generación no considerada con motivo del ITP, se indica lo siguiente:</p> <p>- Una modificación en los términos señalados por la empresa significa modificar en forma sustantiva los EGPT, lo que escapa al alcance de lo realizable en una instancia de observaciones como esta.</p> <p>Dado lo anterior, no se acoge la observación presentada por la empresa.</p>

# 13 ISA INTERCHILE

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
13-1	3.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E FRONTERA Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – ENCUESTRO	<p>La línea de Transmisión 2x220 kV Lagunas - Encuentro esta siendo seccionada por la subestación Ana María, construir otro seccionamiento en la misma línea no obedece un crecimiento eficiente del Sistema de Transmisión Nacional. Los interesados en conectar proyectos de generación, deben asumir los costos de la solución de conexión y no todo el Sistema de Transmisión Nacional</p> <p>De insistir en el seccionamiento de la línea de Transmisión 2x220 kV Lagunas - Encuentro, indicamos lo siguiente:</p> <p>La ampliación a la subestación Frontera debe ser reemplazada por una Nueva subestación seccionadora. Las obras nuevas permitirían procesos de licitación más competitivos, aumentando además al posibilidad de entrada de nuevos operadores y disminuyendo la concentración de la propiedad del Sistema de Transmisión Nacional, tal como lo indica la Comisión Naciona de Energía en el Dictamen N°2-2017.</p> <p>El seccionamiento cambiaría la topología del sistema de transmisión entre Encuentro y Lagunas, es por eso que de insistir con la solución, esta debería ser una obra de nueva</p>	No considerar la Obra de Ampliación del punto 3.1.3	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa ISA Interchile, en la cual solicita no considerar la Obra de Ampliación "AMPLIACIÓN EN S/E FRONTERA Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – ENCUESTRO" en el presente plan de expansión, o bien, considerar como alternativa la construcción de una nueva subestación en lugar de seccionar en una subestación existente. Al respecto se indica lo siguiente:</p> <p>- Esta Comisión desarrolló análisis, tanto eléctricos como económicos, respecto de la pertinencia de la materialización de la obra en cuestión, no existiendo indicios de que una nueva subestación genere mayores beneficios a los capturados por la obra promovida.</p> <p>Dado lo anterior, y en ausencia de mayores antecedentes, esta Comisión no encuentra elementos que permitan acoger la solicitud de la empresa.</p>
13-2	3.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E ANA MARÍA Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV FRONTERA – MARÍA ELENA	<p>En la línea de Transmisión 2x220 kV Frontera María - Elena, construir otro seccionamiento en la misma línea no obedece un crecimiento eficiente del Sistema de Transmisión Nacional. Los interesados en conectar proyectos de generación, deben asumir los costos de la solución de conexión y no todo el Sistema de Transmisión Nacional. Los proyectos de generación se pueden conectar a las instalaciones existentes, incluyendo la Nueva Subestación Ana María.</p> <p>De insistir en el seccionamiento de la línea de Transmisión 2x220 kV Frontera María - Elena, indicamos lo siguiente:</p> <p>La ampliación a la subestación Ana María debe ser reemplazada por una Nueva subestación seccionadora. Las obras nuevas permitirían procesos de licitación más competitivos, aumentando además al posibilidad de entrada de nuevos operadores y disminuyendo la concentración de la propiedad del Sistema de Transmisión Nacional, tal como lo indica la Comisión Naciona de Energía en el Dictamen N°2-2017.</p> <p>El seccionamiento cambiaría la topología del sistema de transmisión entre Frontera y María Elena, es por eso que de insistir con la solución, esta debería ser una obra de nueva</p>	No considerar la Obra de Ampliación del punto 3.1.5	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa ISA Interchile, en la cual solicita no considerar la Obra de Ampliación "AMPLIACIÓN EN S/E ANA MARÍA Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV FRONTERA – MARÍA ELENA" en el presente plan de expansión, o bien, considerar como alternativa la construcción de una nueva subestación en lugar de seccionar en una subestación existente. Al respecto se indica lo siguiente:</p> <p>- Esta Comisión desarrolló análisis, tanto eléctricos como económicos, respecto de la pertinencia de la materialización de la obra en cuestión, no existiendo indicios de que una nueva subestación genere mayores beneficios a los capturados por la obra promovida.</p> <p>Dado lo anterior, y en ausencia de mayores antecedentes, esta Comisión no encuentra elementos que permitan acoger la solicitud de la empresa.</p>

14 RELIABLE

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
14-1	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	De acuerdo a la norma NSEG 5 EN 71, en lo específico bajo su ARTICULO Nº100 y el alcance de la obra requiere realizar el Bypass para el restablecimiento de los conductores a la torre 422 original, esto genera que en cada conductor al menos se requiera dos (2) uniones por vano, sin considerar la existencia de otras uniones pre-existentes donde no podrán superar el máximo exigido por la norma que son (3). En caso contrario, la obra debe considerar el cambio y montaje del nuevo conductor para dicho tramo del vano para el restablecimiento.	Se solicita considerar la verificación previa entre las estructuras colindantes que permitirán dar continuidad al bypass y de ser necesario considerar para la obra el suministro y montaje del conductor que permita dar cumplimiento a la normativa.	<b>No se acoge observación.</b>  Con relación a la observación presentada por la empresa Reliable, asociada al cumplimiento de la normativa vigente para la conexión del bypass de la línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada, esta Comisión señala que será parte de las bases de licitación del Coordinador Eléctrico Nacional y del posterior seguimiento de la ejecución de la obra, que haya cumplimiento de las exigencias normativas técnicas vigentes.  Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.
14-2	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	Se verifica que la propuesta de la obra de ampliación implica que los nuevos conductores pasen por encima de ambas salas de control existentes en la S/E Don Goyo, donde se detecta interferencia para dar cumplimiento a la exigencia normativa NSEG 5 EN 71 _ ARTICULO 108 .-  "No podrán construirse líneas aéreas de cualquier categoría sobre edificios existentes, ni hacer construcciones debajo de las líneas aéreas existente, salvo casos especiales que autorice expresamente la Superintendencia."	Se requiere considerar la correcta salida desde la S/E Don Goyo y la acometida de los circuitos del seccionamiento de la línea 2x220kV Nueva Pan de Azúcar-Punta Sierra. y/o en su defecto considerar bajo la ejecución de la obra un pronunciamiento favorable respecto de la Superintendencia de Electricidad y Combustible para el paso de la línea de características Sistema Nacional.	<b>No se acoge observación.</b>  Con relación a la observación presentada por la empresa Reliable, asociada al cumplimiento de la normativa vigente para la conexión del bypass de la línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada, esta Comisión señala que será parte de las bases de licitación del Coordinador Eléctrico Nacional y del posterior seguimiento de la ejecución de la obra, que haya cumplimiento de las exigencias normativas técnicas vigentes.  Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.
14-3	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	Respecto de la cubicación para la obra, la estimación plan de obra CNE considera la cantidad de conductor de reemplazo para las barras equivalente igual a 1000 MTS, la cubicación realizada por este Coordinado es mucho mayor al indicado, lo requerido para la obra corresponde aproximadamente a 3800 MTS; se incluyen los reemplazos de conductor de las bahías y de los chicotes de interconexión con los equipos.	Se solicita considerar el ajuste para la obra en materia de cubicación de componente cable en lo que se refiere a las barras pasando de 1000MTS a 3800MTS. Por lo anterior se solicita actualizar presupuesto de la obra.	<b>Se acoge observación.</b>  Con relación a la observación presentada por la empresa Reliable, asociada a la cubicación considerada en la Ingeniería Conceptual presentada en el Informe Técnico Preliminar de la 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", esta Comisión concuerda con lo solicitado e incluirá una modificación en la cubicación y en la respectiva valorización de la obra.  Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la Ingeniería Conceptual y Valorización de la 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" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.
14-4	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	Respecto de la servidumbre considerada para la obra, la estimación de la CNE es del orden de 2750 v/s los 3000 requeridos por la obra.	se solicita ajustar para la obra y de ser necesario ajustar el valor de presupuesto en el ítem servidumbre a 3000.	<b>No se acoge observación.</b>  Con relación a la observación presentada por la empresa Reliable, asociada a la estimación de la servidumbre necesaria para la ejecución de la 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", esta Comisión no concuerda con lo señalado por la empresa toda vez que se

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>ha estimado que para la obra descrita en el ITP se requiere crecer en una superficie de aproximadamente 200,6 x 13,6 metros, lo que determina una superficie de crecimiento de 2.728,16 m<sup>2</sup>, por lo que en la respectiva cubicación y valorización se consideró aproximadamente 2.750 m<sup>2</sup> en servidumbre.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.</p>
14-5	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	Respecto de la gestión ambiental para la obra, no queda claro si en la estructura de costos la CNE consideró este ítem, donde dado el alcance requiere de la construcción de dos tramos de 2,5 km de línea 2x220kV que implican dos cruces de quebradas.	se solicita verificar para ser incorporado en el presupuesto referencial de la obra.	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Reliable, asociada a la incorporación del costo asociado a la gestión medioambiental por la construcción de los enlaces necesarios para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra, esta Comisión señala que dicho costo está incluido en el ítem 1.1 Ingeniería de la Tabla 55 del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.</p>
14-6	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, valorización de obras pagina 190.	Respecto del presupuesto de obra, en el equipamiento valorizado en el informe no se considera el reemplazo de los transformadores de corriente correspondientes a los paños de transferencia y acoplador de barras, los que actualmente tienen una capacidad de corriente inferior a los valores de la línea 2x2220 kV Nueva Pan de Azúcar-Punta Sierra, razón por la cual se solicita incorporar dicho equipamiento en el presupuesto de la obra	Respecto de la observación para la partida 1.3 Suministros, Obras Civiles, Montaje, se requiere de al menos un aumento de presupuesto de 1.636.596 USD por concepto de montajes y equipos para la ejecución de los trabajos y su correcto desempeño donde solo es posible reutilizar algunos de los equipos de uno de los seccionamientos existentes para ser utilizados en uno de los paños finales (Transformadores de potencial, condensadores de acoplamiento, pararrayos) Donde también para la obra se requiere reemplazar los transformadores de corriente de los paños de transferencia (6) y del paño acoplador (3) por capacidad de corriente. Es por lo anterior que un correcto valor de inversión en materia de presupuesto de obra se aproxima más a los USD 6.432.937	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Reliable, asociada a la modificación de otros equipos TTCC de la subestación Don Goyo que no fueron considerados en el 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", esta Comisión concuerda con lo solicitado e incluirá una modificación en la cubicación y en la respectiva valorización de la obra.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la Ingeniería Conceptual y Valorización de la 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" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
14-7	Obra Nueva, Nueva S/E Seccionadora La Invernada	Se proyecta una zona de polo de desarrollo para la futura S/E Invernada dada La cantidad de proyectos en la zona hace necesario considerar más que una diagonal y media en primera instancia, que cuenten con malla a Tierra y extensiones de barra.	Respecto de proyectos en la zona la factibilidad de dicha Subestación se proyecta como el punto de conexión del Parque Eólico Piñón Blanco, es por lo anterior que se solicita para el presente plan de obra habilitar con extensión de malla a tierra, plataforma y barra al menos una o dos diagonales adicionales que permitan la conexión de nuevos proyectos en la zona.	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Reliable, asociada a la obra Nueva S/E Seccionadora La Invernada para la conexión de proyectos de generación en la zona, esta Comisión señala que la obra ya deja espacios con terreno nivelado para futuros proyectos.</p> <p>Además, ampliación de las barras para la conexión de nuevos proyectos de generación se puede realizar mediante obra urgente (artículo 102° LGSE), pudiendo llegar en plazos más acotados que por la vía de la planificación centralizada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.
14-8	Obra Nueva, Nueva S/E Seccionadora La Invernada	Respecto de la recomendación de ubicación de la futura S/E Invernada aproximadamente a 23 kms de la S/E Mulchén siguiendo el tendido de la línea 1x220 kV Duqueco - Los Peumos, se presentan complejidades para su emplazamiento, dada la propiedad de los predios específicamente en dicha zona, que podrían genera interferencias, sobre costos y retrasos para en entrada en operación para los plazos definidos, postergando en definitiva la puesta en servicio de la obra.	Dada las interferencias indicadas para el radio estipulado para la obra, se solicita ampliar el radio de emplazamiento para incorporar una mayor cantidad de alternativas de emplazamiento que permita la competencia y la oportunidad de generar una adjudicación de obra que pueda estar en presupuesto y tiempo para efectos del plan de obra	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Reliable, asociada a la ubicación donde se deberá emplazar la S/E La Invernada, esta Comisión concuerda con lo solicitado y modificará el radio considerado en el Informe Técnico Preliminar con el objetivo de incentivar la competencia en la licitación de dicha obra.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
14-9	Obra Nueva, Nueva S/E Seccionadora La Invernada	Futuras congestiones para el sistema Nacional producto de la interconexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico, dada la cantidad de proyectos con interés de conectarse en la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico hace visualizar potenciales congestiones en la línea. Se solicita aumentar el conductor de la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – La Invernada,	Para evitar dichas congestiones en caso que los proyectos con interés de conectar en la zona lo efectúen y sin considerar la serie de proyectos, los cuales evacuan sus excedentes de generación, se solicita a la comisión considerar el re potenciamiento de la línea en calidad de proyecto condicionado para no postergar una futura incorporación y postergación de esta obra.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Reliable, en la cual solicita considerar el repotenciamiento de la línea La Invernada - Celulosa Pacífico, como parte de la solución de transmisión que se implementará mediante este plan de expansión. Al respecto, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Esta Comisión incorporó las obras "Nueva S/E Epuleufu" y "Nueva S/E La Invernada", como parte de una solución conjunta para efectos de entregar suficiencia al abastecimiento de demanda de las comunas de Angol y Renaico, toda vez que permitirá la evacuación de generación ubicada en la zona.</li> <li>- Por otra parte, la capacidad de transmisión de la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico - La Invernada resulta coherente con la capacidad de transmisión de la línea 1x220 kV Los Peumos - Duqueco, siendo ambas seccionadas por la futura S/E La Invernada.</li> <li>- Dado lo anterior, en caso de modificarse el alcance del proyecto, en los términos señalados en la observación, habría que ampliar además la capacidad de la futura línea 1x220 kV La Invernada - Mulchén, aumentando aún más el Valor de Inversión de la obra.</li> <li>- Finalmente, esta Comisión no encuentra antecedentes suficientes que permitan concluir en favor de lo solicitado.</li> </ul>
14-10	AMPLIACIÓN EN S/E ANA MARÍA Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2x220KV FRONTERA - MARÍA ELENA	Se observa que la propuesta del trazado asociada a la obra de seccionamiento de la línea 2x220KV FRONTERA - MARÍA ELENA, puede ser optimizada utilizando estructuras de la actual línea 2x220, es decir, que la derivación del seccionamiento sea más cercana a la S/E Ana María. Lo anterior beneficiar a la obra, reduciendo tiempos de construcción y haciendo uso eficiente de estructuras de la línea	Si bien el trazado propuesto por la CNE es referencial, se entiende que la obra de ampliación definitiva pasará por un proceso de licitación de obra que incluirá una evaluación tanto técnica como económica. Por lo tanto, se propone hacer referencia a mitigar la desmantelar torres existentes, para maximizar beneficios al sistema en términos de inversión y uso de activos, es decir	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Reliable, asociada a la obra Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena, esta Comisión concuerda con la empresa en términos de que la ingeniería y el trazado de la obra es referencial y señala que la propuesta entregada por la empresa se podrá considerar al momento de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		existente. Esta observación aplica tanto para la propuesta de trazado de la acometida norte como acometida sur a la S/E Ana María.	realizar el seccionamiento y acometida de las ampliaciones de tramos de línea hacia la S/E Ana María mucho más próximo a esta.	establecer las bases específicas de la licitación de la obra observada. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.
14-11	AMPLIACIÓN EN S/E ANA MARÍA Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2x220KV FRONTERA - MARÍA ELENA,	<p>La propuesta para el seccionamiento de la Línea 2x220kV Frontera - María Elena en S/E Ana María, incluida en el informe preliminar del Plan de Expansión de Transmisión y en particular para el trazado propuesto para el acceso sur a S/E Ana María, presenta las siguientes interferencias no detectadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cruce de línea aérea 2x220kV Ana María - Elevadora PFV Santa Isabel,</li> <li>- Cruce de dos líneas aéreas de 23kV, correspondientes al sistema de evacuación en media tensión del proyecto PFV Santa Isabel Etapa I y su Futura Etapa II próxima a ser declarada en construcción.</li> <li>- Respecto de los cruces estos se encuentran entre las estructuras N°13-N°14.</li> </ul> <p>Adicionalmente, para el trazado propuesto por la CNE se ha detectado una interferencia sobre los activos de generación del proyecto PFV Santa Isabel, esta va desde la torre N°10 a la torre N°13. Entre estas estructuras no es posible utilizar el trazado propuesto ya que pasa por la ubicación de los paneles fotovoltaicos de PFV Santa Isabel (Etapa I) proyecto que se encuentra en construcción.</p> <p>Para complementar lo descrito se adjunta imagen (anexo N°1) y kmz con los polígonos utilizados para la instalación de módulos fotovoltaicos del proyecto PV Santa Isabel junto con los cruces de líneas aéreas descritas.</p>	<p>Dada las interferencias detectadas, se solicita a la CNE verificar los antecedentes del proyecto PFV Santa Isabel para proponer el trazado de ampliación de las líneas de transmisión, optimizando el uso de activos en servicio. En particular, para el caso del trazado propuesto en el acceso sur a S/E Ana María, pueda ser considerada una llegada subterránea hacia la S/E Ana María, es decir: Se propone considerar para el alcance de la obra trasladar ampliación de trazado fuera del área utilizada por paneles fotovoltaicos.</p> <p>Adicionalmente, se debe tener en consideración que cualquier propuesta de trazado de líneas de transmisión aéreas, con torres de alta tensión, no puede afectar con sombras la zona destinada para el proyecto PFV Santa Isabel, por lo cual se propone considerar trazado subterráneo</p>	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Reliable, asociada a la obra Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena, esta Comisión concuerda con la empresa en términos de que la ingeniería y el trazado de la obra es referencial y señala que la propuesta entregada por la empresa se podrá considerar al momento de establecer las bases específicas de la licitación de la obra observada. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.</p>
14-12	Instalación de Punta Peuco. REF. (obra 59 "no recomendada")	Para efectos de la evaluación solo ha sido considerado un equipo de Transformación en S/E Punta Peuco. Anexo 0.5 de Evaluaciones Economicas "11-resumen evaluación CFCD ampliación SE Punta Peuco CTNG "	Se solicita actualizar y si es necesario corregir la evaluación económica asociado a los 2 transformadores existentes de 20 MVA y 22,4MVA, que lograrían independencia de conexión mediante paños y protecciones bajo el presente plan de obra que aumentan la confiabilidad y seguridad de la zona.	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Reliable en la que solicita corregir la evaluación económica de la obra "Ampliación S/E Punta Peuco", en atención a que se estaría llevando a la instalación a una condición tal que no existiría ENS frente a la falla en barra, debido a que los transformadores quedarían habilitados para operar en ambas secciones, se indica que se revisó la evaluación de la obra incorporando las indicaciones de la empresa, en atención a que esta Comisión considera correcta la apreciación. Sin embargo, los resultados de dichas evaluación no cumplen con los criterios para incorporar la obra en el presente plan de expansión, de modo que se mantiene la decisión del ITP.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
14-13	<p>El conjunto de obras correspondiente a:</p> <p>(1) "3.1.3 Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro";</p> <p>(2) "3.1.4 Aumento de Capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal" y</p> <p>(3) "3.1.5 Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera – María Elena"</p>	<p>Si bien las obras proyectadas bajo el plan de obras logran incrementar la capacidad de transporte de los actuales corredores Kimal-Lagunas 2x220kV, en aproximadamente 20% - 25%, se debe tener en consideración la característica de polo de desarrollo de la zona, en la cual existen desarrollos activos de generación por más de 1000 MW.</p> <p>En este sentido, se observa que las obras actualmente consideradas resultan insuficientes para las necesidades de evacuación de energía, detectándose limitaciones de inyección para los proyectos en la zona, vertimientos ERNC y desacoples de costos marginales.</p> <p>En atención a lo anterior, se propone incorporar al plan de expansión una obra consistente en el seccionamiento en S/E Frontera del tramo 2x220 kV Encuentro-Collahuasi; y de esta forma lograr un seccionamiento de los 3 corredores en S/E Frontera.</p> <p>Las simulaciones muestran que esta obra adicional permite una mejora en la distribución de los flujos de potencia y resulta en un aumento de la capacidad de transporte conjunta de los actuales corredores Kimal-Lagunas de aproximadamente un 60%, desde los actuales 700 MVA (en N-1) a más de 1120 MVA (en N-1).</p> <p>Adicionalmente, se observa que la ejecución de la obra propuesta logra relajar el requerimiento de Aumento de Capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal, haciendo que el aumento de capacidad necesario se concentre solamente en el tramo María Elena - Crucero (para efectos de igualar la capacidad del tramo Crucero-Kimal), el cual tiene una longitud acotada de solo 6 km, y en consecuencia, representa un menor costo que la obra asociada al aumento de capacidad del tramo completo María Elena-Kimal.</p>	<p>Dado el diagnóstico y las nuevas fuentes de energías solares proyectadas para la zona sur de S/E Frontera, la cual se perfila con características de polo de desarrollo, se propone la incorporación al presente plan de obra el "Seccionamiento Línea 2x220 kV Encuentro-Collahuasi" consistente en un seccionamiento adicional en S/E Frontera, en el tramo Encuentro-Collahuasi, dentro del conjunto de ampliaciones para la zona Kimal-Lagunas.</p> <p>La obra propuesta permite: (i) aumentar de la capacidad de transporte de los corredores Kimal-Lagunas en un 60%; (ii) un mayor nivel de enmallamiento, (iii) una mayor capacidad para implementar medidas operacionales (automatismos de reducción, desconexión o cambios de topología); (iv) relajar requerimiento de aumento de capacidad de María Elena - Kimal, concentrado el aumento de capacidad en el tramo María Elena - Crucero.</p>	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Reliable, en la que solicita incorporar la obra "Seccionamiento Línea 2x220 kV Encuentro-Collahuasi", se indica que las simulaciones de flujos de potencia realizadas por esta Comisión muestran que seccionar la línea 2x220 kV Encuentro - Collahuasi en la S/E Frontera, provocaría una disminución de la capacidad de transmisión con criterio N-1 en el corredor de 220 kV entre las SS/EE Lagunas y Frontera, así como la capacidad N-1 del corredor de 220 kV entre las SS/EE Frontera y Kimal.</p> <p>Por lo tanto, no se observan beneficios operacionales o de seguridad en realizar esta obra.</p>
14-14	<p>Para el presente plan de Expansión, no se ha considerado la Normalización o en su defecto una nueva obra en el sector de la instalación de Punta Peuco. REF. de obra 209 (obra 59 "no recomendada")</p>	<p>Para el caso particular de la S/E Punta Peuco que es parte del sistema Zonal esta solo fue evaluada bajo un análisis de seguridad siendo su evaluación rechazada. Es necesario destacar que actualmente esta instalación se encuentra conectada mediante una estructura tipo Tap-Off, a los dos circuitos de la Línea 2x110kV Cerro Navia - Las Vegas, disminuyendo la confiabilidad de sistema de transmisión y provocando desbalance de cargas o inyecciones. Se ha detectado un potencial de ERNC para la zona y nuevos proyectos de conexión por lo que es necesario replantear la valorización de la obra para configurar una solución robusta tanto para la demanda local como para futuros medios de generación.</p>	<p>Dado el potencial fotovoltaico para la zona próxima a S/E Punta Peuco, y que a su vez se encuentra sin otra alternativa de conexión próximas a la S/E Polpaico en 220kV. Se propone evaluar la obra bajo el plan de expansión cumpliendo características de normalización y ampliar en al menos 2 posiciones que permitan la conexión de futuros proyectos en la zona:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La obra debe considerar la ampliación de la barra principal de la Subestación existente Punta Peuco.</li> <li>- Normalizar y estandarizar el diseño y construcción de los siguientes elementos: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Ampliación de la barra principal e inclusión de dos paños de línea nuevos (equipos respectivos: Transformador de corriente (TC), Transformador de Potencia (TP), Seccionadores cuchillos, y pararrayos.</li> <li>o Independizar la conexión de cada paño ya instalado en la S/E, de la barra principal que conecta a la línea de</li> </ul> </li> </ul>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Reliable, en la que solicita la incorporación del proyecto "Ampliación S/E Punta Peuco" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019, se indica que esta Comisión mantiene lo indicado en el ITP ante la ausencia de nuevos antecedentes que pudiesen modificar dichos resultados, en adición a lo indicado en la respuesta a la observación 14-12.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			transmisión. o Marco de línea en subestación para recibir la línea eléctrica para futuros proyectos de conexión. o Instalación de equipo de protecciones, medidas y control. o Se adjunta esquema gráfico de la situación actual, y propuesta de ampliación de S/E en anexo N°2	

15 CGE

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
15-1	Anexo 1. Tabla 62, punto 15. Proyecto "Ampliación S/E Choapa y Nueva LT 1x220 kV Los Vilos - Choapa"	<p>En el Informe Técnico Preliminar se consideró como No Recomendado el proyecto "Ampliación S/E Choapa y Nueva LT 1x220 kV Los Vilos - Choapa" debido a correspondería a la ampliación de una instalación perteneciente al segmento de Transmisión Dedicada, cuyas expansiones no correspondería abarcar dentro del proceso anual de expansión de la transmisión.</p> <p>Al respecto, el hecho de que una instalación sea calificada como dedicada no es un impedimento para que dicha instalación sea sujeta a una expansión en el proceso de planificación anual de la transmisión. En efecto, el artículo 87° de la Ley 20.936 señala que los procesos de planificación anual "(...)abarcarán las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda"</p> <p>En el caso de este proyecto, se considera la ampliación de una instalación dedicada utilizada por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, por lo tanto, es parte de las instalaciones que pueden ser abarcadas por el proceso anual de la expansión de la transmisión.</p>	Se debe incorporar el proyecto "Ampliación S/E Choapa y Nueva LT 1x220 kV Los Vilos - Choapa" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita la incorporación del proyecto "Ampliación S/E Choapa y Nueva LT 1x220 kV Los Vilos -Choapa" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019, se indica que esta Comisión mantiene lo indicado en el ITP ante la ausencia de nuevos antecedentes que pudiesen modificar dichos resultados.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, es del caso señalar que la línea en cuestión, más allá de su calificación en un segmento u otro, no presenta registros de falla en los últimos 5 años, de modo que un análisis de seguridad respecto de la ampliación señalada no entregaría beneficios que permitan justificar su inclusión en un plan de expansión.</p>
15-2	Anexo 1. Tabla 62, punto 16. Proyecto "Ampliación S/E Fátima"	<p>En el Informe Técnico Preliminar se consideró como No Recomendado el proyecto "Ampliación S/E Fátima" debido a que no cumpliría los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Al respecto, hacemos presente que dicha evaluación solamente considera un análisis de suficiencia al proponer la alternativa de equilibrar la carga de los transformadores a través de las redes de distribución permitiendo con ello postergar la necesidad de incorporar una obra de expansión.</p> <p>Finalmente, la propuesta de CGE consideró en análisis de seguridad que la subestación Fátima no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla de uno de los transformadores 66/15kV de 30MVA (análisis de seguridad), considerando al 2023 un déficit de 16 MVA, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2019".</p>	Se debe incorporar el proyecto "Ampliación S/E Fátima" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por CGE, en la que solicita la incorporación del proyecto "Ampliación S/E Fátima" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019, cabe reiterar lo señalado en el numeral 16 de la Tabla 62 del ITP, en cuanto los análisis de suficiencia y de seguridad de la obra, realizados de acuerdo a lo establecido en los artículos 18 y 19 de la RE, no arrojaron como resultado la incorporación de dicha obra al plan de expansión 2019.</p> <p>Asimismo, se hace presente que CGE no presentó nuevos antecedentes que permitan cambiar los resultados de la evaluación ya realizada.</p> <p>Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por CGE.</p>
15-3	Anexo 1. Tabla 62, punto 17. Proyecto "Ampliación S/E Ovalle"	<p>En el Informe Técnico Preliminar se consideró como No Recomendado el proyecto "Ampliación S/E Ovalle" debido a que no cumpliría los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Al respecto, hacemos presente que dicha evaluación solamente considera un análisis de suficiencia al proponer la alternativa de equilibrar la carga de los transformadores a través de las redes de distribución permitiendo con ello postergar la necesidad de incorporar una obra de expansión.</p> <p>Finalmente, la propuesta de CGE consideró en análisis de seguridad que la subestación Ovalle no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla de uno de los transformadores 66/23kV de 30MVA (análisis de seguridad), considerando al 2023 un déficit de 24 MVA, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2019".</p>	Se debe incorporar el proyecto "Ampliación S/E Ovalle" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por CGE, en la que solicita la incorporación del proyecto "Ampliación S/E Ovalle" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019, cabe reiterar lo señalado en el numeral 17 de la Tabla 62 del ITP, en cuanto los análisis de suficiencia y de seguridad de la obra, realizados de acuerdo a lo establecido en los artículos 18 y 19 de la RE, no arrojaron como resultado la incorporación de dicha obra al plan de expansión 2019.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Asimismo, se hace presente que CGE no presentó nuevos antecedentes que permitan cambiar los resultados de la evaluación ya realizada.</p> <p>Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por CGE.</p>
15-4	Anexo 1. Tabla 62, punto 18. Proyecto "Ampliación S/E Cerrillos"	<p>En el Informe Técnico Preliminar se consideró como No Recomendado el proyecto "Ampliación S/E Cerrillos" debido a que no cumpliría los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Al respecto, hacemos presente que dicha evaluación solamente considera un análisis económico de confiabilidad marginal con respecto al escenario actual y no considera la ampliación de capacidad de transformación que se requerirá durante el periodo de evaluación por suficiencia en esta misma subestación.</p> <p>Finalmente, la propuesta de CGE consideró en análisis de seguridad que la subestación Cerrillos no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla del transformador 110/23kV de 30MVA (análisis de seguridad), considerando al 2023 un déficit de 18MVA, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2019".</p>	Se debe incorporar el proyecto "Ampliación S/E Cerrillos" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por CGE, en la que solicita la incorporación del proyecto "Ampliación S/E Cerrillos" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019, cabe reiterar lo señalado en el numeral 18 de la Tabla 62 del ITP, en cuanto el análisis de seguridad de la obra, realizado de acuerdo a lo establecido en el artículo 19 de la RE, no arrojaron como resultado la incorporación de dicha obra al plan de expansión 2019.</p> <p>Asimismo, se hace presente que CGE no presentó nuevos antecedentes que permitan cambiar los resultados de la evaluación ya realizada.</p> <p>Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por CGE.</p>
15-5	Anexo 1. Tabla 62, punto 19. Proyecto "Ampliación S/E Duqueco"	<p>En el Informe Técnico Preliminar se consideró como No Recomendado el proyecto "Ampliación S/E Duqueco" debido a que no cumpliría los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Al respecto, hacemos presente que dicha evaluación solamente considera un análisis económico de confiabilidad marginal con respecto al escenario actual, y no considera la ampliación de capacidad de transformación que se requerirá durante el periodo de evaluación por suficiencia en esta misma subestación.</p> <p>Finalmente, la propuesta de CGE consideró en análisis de seguridad que la subestación Duqueco no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla del transformador 66/23kV de 30MVA (análisis de seguridad), considerando al 2023 un déficit de 20MVA, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2019".</p>	Se debe incorporar el proyecto "Ampliación S/E Duqueco" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por CGE, en la que solicita la incorporación del proyecto "Ampliación S/E Duqueco" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019, cabe reiterar lo señalado en el numeral 19 de la Tabla 62 del ITP, en cuanto el análisis de seguridad de la obra, realizado de acuerdo a lo establecido en el artículo 19 de la RE, no arrojaron como resultado la incorporación de dicha obra al plan de expansión 2019.</p> <p>Asimismo, se hace presente que CGE no presentó nuevos antecedentes que permitan cambiar los resultados de la evaluación ya realizada.</p> <p>Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por CGE.</p>
15-6	Anexo 1. Tabla 62, punto 20. Proyecto "Ampliación S/E Villarrica"	<p>En el Informe Técnico Preliminar se consideró como No Recomendado el proyecto "Ampliación S/E Villarrica" debido a que no cumpliría los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Al respecto, hacemos presente que dicha evaluación solamente considera un análisis económico de confiabilidad marginal con respecto al escenario actual, y no considera la ampliación de capacidad de transformación que se requerirá durante el periodo de</p>	Se debe incorporar el proyecto "Ampliación S/E Villarrica" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por CGE, en la que solicita la incorporación del proyecto "Ampliación S/E Villarrica" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>evaluación por suficiencia en esta misma subestación. Finalmente, la propuesta de CGE consideró en análisis de seguridad que la subestación Villarrica no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla del transformador 66/23kV de 30MVA (análisis de seguridad), considerando al 2023 un déficit de 15,2 MVA, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2019".</p>		<p>2019, cabe reiterar lo señalado en el numeral 20 de la Tabla 62 del ITP, en cuanto el análisis de seguridad de la obra, realizado de acuerdo a lo establecido en el artículo 19 de la RE, no arrojaron como resultado la incorporación de dicha obra al plan de expansión 2019.</p> <p>Asimismo, se hace presente que CGE no presentó nuevos antecedentes que permitan cambiar los resultados de la evaluación ya realizada.</p> <p>Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por CGE.</p>
15-7	Anexo 1. Tabla 62, punto 22. Proyecto "Ampliación S/E Ranguilí"	<p>En el Informe Técnico Preliminar consideró que este proyecto no se justifica ya que no cumpliría con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión, ya que se detectó un desbalance importante en el nivel de cargabilidad de las unidades de transformación AT/MT existentes, lo que podría corregirse mediante modificaciones a través del sistema de distribución, permitiendo con ello postergar la necesidad de incorporar una obra de expansión. No obstante, cada uno de los transformadores 66/13,8kV de 5MVA tiene solo un alimentador que energiza distintos sectores, lo que imposibilita hacer un equilibrio de cargas a nivel de distribución. Con lo anterior, se tiene que el transformador T1 supera el criterio de suficiencia del 90%, con una demanda proyectada para el año 2022 de 109% de la capacidad.</p>	Se debe incorporar el proyecto "Ampliación S/E Ranguilí" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019.	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por CGE en la que solicita incorporar el proyecto "Ampliación S/E Ranguilí" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De acuerdo a los datos registrados por los medidores en esta S/E, los que se encuentran publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional en su página web, en ellos se observa que los transformadores en la S/E Ranguilí se encontraban operando en paralelo, al menos, entre los meses de febrero y julio del año 2019.</li> </ul> <p>En consecuencia, esta Comisión supone que los transformadores AT/MT pueden operar en paralelo, en cuyo caso se alcanza una cargabilidad aproximada de 63% al año 2023, por lo que no se satisfacen los criterios establecidos en el artículo 18 de la RE 711 para recomendar una obra de expansión por concepto de suficiencia.</p> <p>Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por CGE.</p>
15-8	Anexo 1. Tabla 62, punto 26. Proyecto "Ampliación S/E Teno"	<p>En el Informe Técnico Preliminar se consideró como No Recomendado el proyecto "Ampliación S/E Teno" debido a que de acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del Artículo 89° de la LGSE, "no corresponden a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente".</p> <p>Al respecto, hacemos presente que la propuesta de CGE se genera debido a las conclusiones de un estudio de capacidad de barra de 66kV que realizó el Coordinador Eléctrico Nacional, en el marco del aumento de capacidad de generación de la Central de ENLASA, al cual determinó la necesidad de reforzar la barra de 66kV de la SE Teno, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2019".</p>	Se debe incorporar el proyecto "Ampliación S/E Teno" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019.	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita la incorporación del proyecto "Ampliación S/E Teno" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Esta Comisión concuerda que, en estricto rigor, la ampliación de la capacidad de barra podría ser considerada como una obra de ampliación, de acuerdo a la definición del artículo 89° de la LGSE, por cuanto estaría aumentando la capacidad de una instalación existente.</li> <li>- Sin embargo, a juicio de esta Comisión, una obra de estas</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>características debería ser desarrollada mediante el mecanismo contenido en el artículo 102° de la LGSE, en caso de aplicar los requisitos para ello, o bien, mediante la aplicación del mecanismo contenido en el artículo 72°-18 de la LGSE.</p> <p>- Lo anterior, debido a que se contrapone a los objetivos de la planificación incorporar en el plan de expansión una obra que beneficia directamente a un actor específico, además de que, por el hecho de presentar un valor de inversión bajo, en relación al grueso de las obras de expansión a licitar, ésta podría resultar desierta, demorando su entrada en servicio innecesariamente.</p> <p>Dado lo anterior, esta Comisión no incorporará la obra "Ampliación S/E Teno" en el presente plan de expansión.</p>
15-9	-	En el Informe Técnico Preliminar no se incorporó el proyecto "SE Pitrufrquén: Aumento de capacidad de transformación" que fue propuesto por CGE.	Se debe incorporar el proyecto "SE Pitrufrquén: Aumento de capacidad de transformación" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita la incorporación del proyecto "SE Pitrufrquén: Aumento de capacidad de transformación" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019, se indica que esta Comisión mantiene lo indicado en el ITP ante la ausencia de nuevos antecedentes que pudiesen alterar dichos resultados.</p>
15-10	Anexo 1. Tabla 62, punto 27. Proyecto "Ampliación LT 1x66 kV Temuco - Pumahue N°1"	En el Informe Técnico Preliminar se consideró como No Recomendado el proyecto "Ampliación LT 1x66 kV Temuco - Pumahue N°1" debido a que no cumpliría los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Finalmente, con el objetivo de atender la demanda y dar continuidad de servicio a las subestaciones Chivilcán y Las Encinas ante una falla de la LT 1x66kV Temuco-Pumahue N°2, es necesario realizar un aumento de la capacidad de transporte de la LT 66 [kV] Temuco-Pumahue N°1	Se debe incorporar el proyecto "Ampliación LT 1x66 kV Temuco - Pumahue N°1" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019.	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa CGE en la que solicita incorporar el proyecto "Ampliación LT 1x66 kV Temuco - Pumahue N° 1" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019, se indica lo siguiente:</p> <p>- De acuerdo a la demanda proyectada por esta Comisión para la S/E Pumahue, el circuito N° 1 de la LT 2x66 kV Temuco - Pumahue presentaría una cargabilidad de, aproximadamente, 79% al año 2023, por lo que no se satisfacen los criterios establecidos en el artículo 18 de la RE 711 para recomendar una obra de expansión por concepto de suficiencia.</p> <p>Adicionalmente, la estadística de fallas entregada por la SEC muestra que no han existido fallas en ningún circuito de la línea en comento, por lo que, consecuentemente, la evaluación por CFCD no presenta beneficios positivos.</p> <p>Por lo anterior, no se acogerá la observación planteada por CGE.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
15-11	4.1 Obras de Ampliación, Sistema A, punto 4.1.1. Proyecto "Ampliación en S/E Palafitos"	<p>En el Informe Técnico Preliminar se consideró la construcción de una nueva sala de celdas en 13,8kV, en configuración barra simple, contemplándose seis posiciones para alimentadores, una posición para banco de condensadores, una posición de entrada del transformador a la barra y una posición acopladora de barras para conexión a las celdas existentes.</p> <p>Al respecto, debido a limitaciones de espacio en la subestación Palafitos, se debe considerar reemplazar la actual sección de celda asociada al CT2 por una nueva sección de celdas en 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose seis celdas para alimentadores, una celda para banco de condensadores, una celda de entrada del transformador a la barra y una celda acopladora de barras para conexión a las celdas existentes.</p>	Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Palafitos" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por empresa Compañía General de Electricidad S.A., asociada al proyecto de ampliación en la subestación Palafitos, esta Comisión concuerda con lo solicitado e incluirá una modificación en los alcances de la obra en media tensión. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la definición de la obra "Ampliación en S/E Palafitos (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
15-12	4.1 Obras de Ampliación, Sistema E, punto 4.1.1. Proyecto "Ampliación en S/E Bajo Melipilla 110 kV (BS)"	<p>En el Informe Técnico Preliminar se consideró la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra "Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, tendido del primer circuito" fijada en el Decreto Exento N° 231 del 2019 del Ministerio de Energía.</p> <p>Al respecto, se debe considerar que en barra de 110 kV hay espacio sólo para instalar un paño de 110 kV, por lo tanto, para ampliar la barra la propuesta es conectarse vía cable subterráneo hacia una sector disponible en la S/E Bajo Melipilla para crecer en 110 kV y permitir conectar el segundo paño de 110 kV desde S/E Alto Melipilla.</p>	Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Bajo Melipilla 110 kV (BS)" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por CGE, asociada al proyecto de ampliación en la subestación Bajo Melipilla 110 kV, esta Comisión concuerda con la empresa en relación a la existencia del espacio necesario para la instalación del primer circuito de la nueva línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, por lo que eliminará la obra observada del presente plan de expansión. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión eliminará la obra "Ampliación en S/E Bajo Melipilla (BS) " del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
15-13	4.1 Obras de Ampliación, Sistema E, punto 4.1.3. Proyecto "Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua – Rosario"	<p>En el Informe técnico Preliminar se consideró la ampliación del patio de 15 kV e instalaciones comunes, en configuración barra simple, contemplándose dos posiciones para alimentadores y una posición de entrada para el transformador.</p> <p>No obstante, debido a las limitaciones de espacio que no permiten ampliar el patio de MT, se debe considerar instalar una nueva sala de celdas en un espacio disponible en la subestación. Además, con el objetivo de permitir una mejor distribución de la carga, la nueva sala de celdas debe contemplar seis celdas para alimentadores, una celda para banco de condensadores, una celda de entrada del transformador a la barra y una celda acopladora para conexión a la barra MT existente.</p>	Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua–Rosario" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por CGE, asociada al proyecto "Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua – Rosario", esta Comisión concuerda con la empresa en relación la cantidad de alimentadores que se deben considerar. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la obra "Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua – Rosario" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
15-14	4.1 Obras de Ampliación, Sistema E, punto 4.1.6. Proyecto "Ampliación en S/E Parral"	<p>En el Informe Técnico Preliminar se consideró la construcción de un nuevo patio de 13,8 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia, para la incorporación de, a lo menos, dos paños para alimentadores, un paño acoplador y un paño seccionador que se conectará con el patio de 13,8 kV existente.</p> <p>No obstante, con el objetivo de permitir una mejor distribución de la carga, se debe considerar instalar nueva sala de celdas con configuración barra simple, que contemple seis celdas para alimentadores, una celda para banco de condensadores, una celda de entrada del transformador a la barra y una celda acopladora de barras para conexión a la barra de MT existente.</p>	Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Parral" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por empresa Compañía General de Electricidad S.A., asociada al proyecto de ampliación en la Subestación Parral, esta Comisión concuerda con lo solicitado en relación a precisar las obras asociadas a media tensión, por lo que incluirá una modificación en los alcances de la obra. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				una modificación en la definición de la obra "Ampliación en S/E Parral (NTR ATMT) " en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.
15-15	4.1 Obras de Ampliación, Sistema E, punto 4.1.7. Proyecto "Ampliación en S/E Santa Elvira"	<p>El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Santa Elvira, mediante el reemplazo de un transformador 66/15 kV 25 MVA por un transformador 66/15 kV, 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.</p> <p>No obstante, con el objetivo no solo de abastecer la demanda, sino que también de mejorar la calidad de servicio, se debe considerar la habilitación de un tercer transformador de 30MVA en lugar de reemplazar un transformador de 25MVA por un equipo de 50MVA.</p> <p>Por otra parte, con el objetivo de permitir una mejor distribución de la carga se debe considerar la habilitación de una nueva sala de celdas que contemple seis celdas para alimentadores, una celda para banco de condensadores, una celda de entrada del transformador a la barra y una celda acopladora para conexión a las barras de MT existente.</p>	Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Santa Elvira" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por CGE, asociada al proyecto de ampliación en la Subestación Santa Elvira, esta Comisión concuerda con lo solicitado.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la definición de la obra "Ampliación en S/E Santa Elvira (NTR ATMT) " en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
15-16	4.1 Obras de Ampliación, Sistema E, punto, 4.1.9. Proyecto "Ampliación en S/E Chiguayante"	<p>En el Informe técnico Preliminar se considera el aumento de capacidad de la S/E Chiguayante, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/15 kV de 16,6 MVA por una de capacidad 30 MVA.</p> <p>No obstante, subestación Chiguayante no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla de uno de los dos transformadores 66/15kV, considerando al 2023 un déficit de 9 MVA, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2019".</p> <p>Por lo tanto, se debe modificar la descripción del proyecto de tal forma que se considere la habilitación de un nuevo transformador 66/15kV de a lo menos 20MVA con cambiador de derivaciones bajo carga, considerando una nueva sala de celda con salida para celdas para alimentadores, una celda para banco de condensadores, una celda de entrada del transformador a la barra y una celda acopladora de barras para conexión a las barras MT existente.</p>	Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Chiguayante" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por CGE, asociada al proyecto de ampliación en la Subestación Chiguayante, esta Comisión concuerda con lo solicitado e incluirá una modificación en los alcances de la obra en relación a la inclusión de un nuevo equipo de transformación.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la definición de la obra "Ampliación en S/E Chiguayante (NTR ATMT) " en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
15-17	4.1 Obras de Ampliación, Sistema E, punto 4.1.10. Proyecto "Ampliación en S/E Andalien"	<p>En el Informe técnico Preliminar se considera ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la sección ampliada</p> <p>No obstante, esta solución no permitiría tener espacio para montar la nueva sala de celdas con barra simple, contemplándose cinco celdas para alimentadores, una celda de entrada del transformador, dos celdas para conexión a barras de MT existentes, una celda para la conexión de equipos de medida y una celda para conexión de servicios auxiliares.</p> <p>Por lo tanto, en la descripción del proyecto se debe incorporar la compra de terreno hacia el lado norte de la subestación Andalién.</p>	Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Andalien" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa CGE, en la que solicita modificar el alcance del proyecto "Ampliación S/E Andalién", cabe señalar que, en atención a observación realizada por el Coordinador y la revisión de antecedentes por parte de esta Comisión, se determinó la conveniencia de postergar la evaluación de esta obra para el próximo plan de expansión, de modo que no se acoge lo observado por la empresa.</p>
15-18	4.1 Obras de Ampliación, Sistema E, punto 4.1.13. Proyecto "Ampliación en S/E Angol (BS)"	<p>En el Informe Técnico Preliminar se consideró la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, para una nueva posición, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos de la zona.</p> <p>Al respecto, se debe considerar que en no hay espacio disponible en la subestación para crecer con la barra de 66 kV hacia el lado oriente, sin embargo, existe factibilidad para crecer hacia el lado poniente.</p>	Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Angol (BS)" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por CGE, asociada a la ampliación de la S/E Angol para proyectos de generación en la zona, esta Comisión señala que, luego de una nueva revisión de los antecedentes relativos a la obra, se ha determinado que la ampliación de las barras para la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>conexión de nuevos proyectos de generación se puede realizar mediante la presentación de una solicitud conforme lo establecido en el artículo 102° de la LGSE, lo que constituye una mejor alternativa que incluir la obra en el plan de expansión, en consideración a los plazos más acotados de este mecanismo en comparación a los del proceso de planificación y licitación.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión eliminará la obra "Ampliación en S/E Angol (BS)" del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019.</p>
15-19	4.1 Obras de Ampliación, Sistema E, punto 4.1.14. Proyecto "Ampliación en S/E Traiguén"	<p>En el Informe técnico Preliminar se considera el aumento de capacidad de la S/E Traiguén, mediante el reemplazo del transformador N° 3 de 66/13,8 kV, de 2,5 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/13,8 kV, 10 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, 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> <p>Considerando la configuración actual de la subestación, se debe habilitar un módulo de la barra de 66 kV hacia el este y conectar en dicho módulo el nuevo transformador de 10 MVA con su respectivo paño de 66kV. Además, se debe considerar un nuevo paño completo de línea de llegada a la S/E Traiguén.</p> <p>Finalmente, se debe contemplar la construcción de un paño de MT del nuevo transformador para su conexión a la barra de 13,2kV existente.</p>	<p>Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Traiguén" de acuerdo a lo indicado en la observación.</p>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Compañía General de Electricidad S.A., asociada a la obra "Ampliación en S/E Traiguén (RTR ATMT)", esta Comisión concuerda con lo solicitado.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra en el ITF, en la ingeniería conceptual y valorización de la obra "Ampliación en S/E Traiguén (RTR ATMT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>

# 16 ESPEJO DE TARAPACÁ

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
16-1	Numeral 6.3.4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 no describe cuántos nodos fueron utilizados para la modelación de la optimización del sistema ni tampoco para la modelación de la operación del sistema. Tampoco describe cuántos nodos fueron utilizados en la modelación de la PELP y los que usa de referencia (la PELP tampoco lo dice). Finalmente, no se indican cuántos bloques horarios fueron utilizados en la modelación utilizada.	En el numeral 6.3.4, se solicita explicar cuántos nodos fueron utilizados para la modelación de la optimización y operación del Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, se solicita aclarar cuántos nodos fueron utilizados para la modelación de la optimización y operación del sistema eléctrico nacional utilizado por el Informe de Actualización de Antecedentes 2019 de la PELP 2019. Describir el número de bloques utilizados en la modelación utilizadas (Página 96 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la cual solicita explicar cuántos nodos fueron utilizados para la modelación de la optimización y operación del Sistema Eléctrico Nacional, se debe indicar que las bases de modelación utilizadas para las simulaciones realizadas se encuentran disponible como anexos al ITF. En dichas bases se puede identificar la cantidad de nodos considerados en las distintas simulaciones, las que pueden variar dependiendo del análisis que se esté realizando (nacional, zonal, nueva subestación, nueva línea entre subestaciones existentes, etc.).</p> <p>Por otra parte, la empresa también solicita describir la cantidad de nodos utilizados para la modelación de la optimización y operación del Sistema Eléctrico Nacional utilizado en el Informe de Actualización de Antecedentes 2019 de la PELP 2019. Al respecto, cabe recordar que es el Ministerio de Energía quien desarrolla el Informe señalado, encontrándose en la página web del estudio (<a href="https://www.energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-proceso">https://www.energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-proceso</a>), en la sección "Mapa de inversiones" (en particular), la información necesaria para poder identificar los nodos utilizados en la modelación del sistema.</p> <p>Finalmente, respecto a la cantidad de bloques de demanda utilizados en la modelación, también se pueden encontrar en las bases de modelación.</p>
16-2	Numeral 6.3.4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 no especifica cómo se incluye el costo del impuesto del CO2 en la expansión de centrales a gas del escenario C y D (y los niveles de impuestos que se consideraron), en circunstancias que dicho costo es imprescindible que se considere para desarrollar una central con dicha tecnología. El Informe de Actualización de Antecedentes 2019 de la PELP tampoco lo especifica, situación que debe corregirse porque es un costo relevante respecto de centrales a gas.	Incluir en el Numeral 6.3.4. el impuesto del CO2 en la expansión de centrales a gas del escenario C y D (así como en la modelación en caso que no se haya realizado) y los niveles de impuestos que se consideraron para la expansión de centrales a gas de los escenarios C y D (Página 97 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la cual solicita incluir el impuesto al CO2 como un costo dentro de la evaluación de centrales a gas para efectos de la conformación de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Trasmisión (EGPT), cabe aclarar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La Resolución Exenta N° 711/2017 indica en el numeral 5 del artículo 11° que los EGPT corresponden a aquellos que se obtengan utilizando la capacidad de expansión de generación por cada Escenario Energético de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP).</li> <li>- Adicionalmente, en el mismo precepto de la RE 711, se establece que la Comisión debe ajustar los escenarios de la PELP en proporción a la diferencia en la proyección de demanda existente entre ambos procesos.</li> <li>- Lo anterior implica que, ante variaciones positivas de la proyección de demanda, le corresponde a la Comisión incorporar nuevas centrales de generación, adicionales a las contenidas en los Escenarios Energéticos provenientes de la PELP.</li> <li>- De esta forma, y con el propósito de ser consistente con las tecnologías incorporadas en cada Escenario Energético de la PELP, la Comisión incorporó centrales que permitieran ajustar cada EGPT, de modo tal de conseguir resultados similares a los obtenidos en las simulaciones de la PELP.</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<ul style="list-style-type: none"> <li>- Para conseguir lo anterior, se utilizaron en forma proporcional aquellas tecnologías que resultara consistentes con las incluidas en los respectivos escenarios de la PELP.</li> <li>- Por su parte, la PELP, en su informe de actualización, incluyó un impuesto al CO2 dentro de sus simulaciones.</li> <li>- De acuerdo a esto último, se tiene que el costo asociado al impuesto al CO2 cuya incorporación se solicita en la observación, se encontraría implícitamente incluido en el ajuste efectuado, ya que este último es consistente con las tecnologías contempladas en la PELP en cada escenario.</li> <li>- Dado lo anteriormente expuesto, esta Comisión estima que no corresponde incluir en forma explícita el impuesto al CO2 para efectos de definir las expansiones de centrales a gas en la conformación de los EGPT.</li> </ul>
16-3	Numeral 6.3.4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 en la página 97 menciona que los escenarios de la PELP incorporaron los costos de las externalidades ambientales pero no menciona como estos se incorporan en los EGPT, tampoco su magnitud ni como se traducen estas externalidades negativas en el costo de la expansión de la generación y en el costo de operación del sistema.	Explicar en el Numeral 6.3.4 cómo se incorporan las externalidades ambientales, particularmente en lo referente al costo del CO2 de acuerdo a lo especificado por Ministerio de Desarrollo Social, en el cálculo de costo de desarrollo y operación del sistema o a mayor abundamiento dentro del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019. En caso que no se haya incluido, se solicita incluirlo y hacer la corrección en el Costo de Operación y Falla del Sistema y en la evaluación económica de los Proyectos (Página 97 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 16-2</p> <p>Respecto a la observación planteada por Espejo de Taparacá en cuanto a la consideración de los costos asociados a externalidades ambientales en la conformación de los EGPT, cabe señalar que la RE 711 no contempla una metodología específica en base a la cual la Comisión deba considerar dichos costos.</p> <p>Sin embargo, y en consistencia con lo señalado en la respuesta a la observación 16-2, cabe señalar que, dado que los Escenarios Energéticos de la PELP incorporan los costos asociados a las externalidades ambientales de los proyectos de generación que se consideran en cada Escenario Energético, al realizarse el ajuste por parte de la Comisión de dichos Escenarios Energéticos, los costos asociados a externalidades ambientales se encuentran implícitamente incluidos en la conformación de los EGPT.</p>
16-4	Numeral 6.3.4.1 Ajuste por demanda	El ajuste en la demanda eléctrica y cambio en la expansión de los proyectos de generación realizado para disminuir los costos marginales nocturnos es inapropiado y arbitrario, distorsionando los resultados de los Costos de Operación y falla y consecuentemente toda la evaluación de los Proyectos. Esta distorsión atenta con los objetivos del artículo 87 de la LGSE.	Calcular, en el Numeral 6.3.4.1, el costo de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional sin hacer un ajuste con la finalidad de reducir los costos marginales nocturnos (Página 99 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la cual solicita desarrollar los cálculos de los costos de operación y falla del SEN sin hacer un ajuste a los escenarios de generación provenientes de la PELP con la finalidad de reducir los costos marginales nocturnos, es necesario indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La Resolución Exenta N°711/2017 en su artículo 11°, numeral 5, indica que la Comisión ajustará los Escenarios de la Planificación Energética (PELP) en función de las diferencias en la proyección de demanda.</li> <li>- Este ajuste se realiza teniendo en cuenta los resultados del proceso de optimización realizado con motivo de la PELP, los que fueron obtenidos con un modelo y con un grado de detalle distinto para efectos de la representación de las variables de interés.</li> <li>- Los puntos anteriores constituyen la motivación principal para realizar el</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>ajuste de los EGPT en la forma en que ha procedido esta Comisión.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Esto último no considera como un objetivo en sí mismo la búsqueda de la reducción de los costos marginales en bloques representativos de demandas nocturnas.</li> <li>- El hecho de hacer énfasis en las diferencias de costos marginales nocturnos en la descripción metodológica en el Numeral 6.3.41, guarda relación con que las diferencias más marcadas entre los resultados de la PELP, y aquellos obtenidos previo al desarrollo del ajuste de los EGPT (modelo OSE2000), se concentran en los bloques asociados a demandas nocturnas.</li> <li>- Lo anterior posee implicancias en la definición de las tecnologías que se incorporarían como parte del ajuste de los EGPT. Específicamente, y tal como la misma empresa señala en la observación 16-7, carecería de toda racionalidad económica insistir con la incorporación de centrales de tipo fotovoltaica (siguiendo en forma irrestricta los resultados de la PELP), debido a que sus inyecciones de generación se producirían únicamente en horario diurno, de modo que se optó por incorporar sólo aquellas tecnologías contenidas en los respectivos escenarios energéticos que tuvieran un aporte de inyección preferentemente nocturno, pero siempre procurando mantener el perfil tecnológico propio de cada Escenario Energético.</li> <li>- Para lo anterior, se tuvo a la vista tanto las tecnologías presentes a la fecha en que corresponde la inclusión de cada monto de potencia instalada, así como aquellas que la PELP visualizó para años posteriores, bajo el entendido que una diferencia de demanda positiva implicaría un adelantamiento de inversiones.</li> <li>- En cuanto a la eventual discriminación respecto a las tecnologías de almacenamiento en el proceso de ajuste, esto no es efectivo, puesto que dichas tecnologías se consideraron como opciones para realizar el ajuste, en la medida en que el respectivo Escenario Energético las considerara dentro de las tecnologías incorporadas por la PELP para el año en que se requiere aplicar el ajuste.</li> <li>- Por otra parte, es importante señalar que la demanda eléctrica no fue modificada en el proceso de ajuste, sino que es el ajuste el que se realiza en función de las diferencias de demandas entre la modelación utilizada en el proceso de elaboración de la PELP y el presente proceso.</li> <li>- Todo lo señalado anteriormente, así como lo indicado en el Numeral 6.3.4.1, respecto al modo en que se desarrolló este ajuste de los EGPT, corresponde a una aproximación a la resolución del problema de co-optimización de generación y transmisión que permiten obtener un plan de obras indicativo que muestre la localización, tecnologías y montos asociados a los desarrollos eficientes en términos de oferta de generación.</li> <li>- Finalmente, es importante señalar que dicho ejercicio de determinación de la expansión eficiente (óptima) de la oferta corresponde a la principal guía (a continuación de la demanda, que se considera fija) para el futuro desarrollo de la transmisión.</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Por otra parte, la solicitud concreta de la empresa en esta observación corresponde a la realización de las simulaciones de la operación del sistema sin realizar el ajuste indicado en el artículo 11° de la resolución reglamentaria, situación que carece de toda lógica económica, ya que equivaldría a considerar una oferta (parque generador) desadaptada de la demanda que se debe abastecer, pudiendo distorsionar mucho más los resultados obtenidos en las simulaciones. Sin embargo, y dado lo expuesto en este último párrafo, esta Comisión se encuentra trabajando en la búsqueda de nuevos modelos y metodologías que permitan mejorar la forma en que este ejercicio de planificación se lleva a cabo, situación que requiere de un periodo de adaptación y validación en los cuerpos normativos pertinentes, previo a su implementación.
16-5	Numeral 6.3.4.1 Ajuste por demanda	El ajuste en la demanda eléctrica y cambio en la expansión de los proyectos de generación realizado para disminuir los costos marginales nocturnos contradice lo dispuesto en la RE 711/2017 de la CNE, en particular en los artículos 5, 6 y 11 (consideración del Plan de Obras de Generación y Transmisión y Modelamiento de la demanda), lo que produce distorsiones significativas en la evaluación de los Proyectos y en la Planificación de la Transmisión.	Calcular, en el Numeral 6.3.4.1, el costo de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional sin hacer un ajuste adicional con la finalidad de reducir los costos marginales nocturnos (Página 99 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<b>No se acoge la observación.</b> Ver respuesta a observación 16-4
16-6	Numeral 6.3.4.1 Ajuste por demanda	El ajuste en la demanda eléctrica y cambio en la expansión de los proyectos de generación realizados para disminuir los costos marginales nocturnos no es consistente con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la LGSE para el sistema eléctrico, produciendo distorsiones relevantes en las señales de precios en el mercado eléctrico.	Calcular, en el Numeral 6.3.4.1, el costo de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional sin hacer un ajuste adicional con la finalidad de reducir los costos marginales nocturnos (Página 99 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<b>No se acoge la observación.</b> Ver respuesta a observación 16-4
16-7	Numeral 6.3.4.1 Ajuste por demanda	El ajuste en la demanda eléctrica y cambio en la expansión de los proyectos de generación realizados para disminuir los costos marginales nocturnos, produce resultados inconsistentes que no se han analizado en detalle. Dado que la metodología de ajuste considera incorporar generación discrecionalmente para solucionar las diferencias de costos marginales, una consecuencia directa de incorporar generación de costo variable cero (o menores al diesel como es el caso del GNL) es la disminución de los respectivos costos marginales. Sin embargo, cuando se considera el sistema de transmisión, esta solución no conlleva a resultados equivalentes, puesto que al aumentar la generación discrecionalmente, también se producirán desacoples	Calcular, en el Numeral 6.3.4.1, el costo de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional sin hacer un ajuste adicional con la finalidad de reducir los costos marginales nocturnos (Página 99 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<b>No se acoge la observación.</b> Ver respuesta a observación 16-4

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>en el sistema que harían inviable financieramente los proyectos de generación que se están incorporando vía señal de precios, dado que los costos marginales en las respectivas ubicaciones no serían suficientes para solventar la inversión de dichos proyectos.</p> <p>A fin de ejemplificar el punto, se ha evaluado el desempeño de la metodología analizando los casos considerados por la CNE, tomando como referencia los costos marginales de los casos "ESC-X Ope Manual 2031-2039_CR_V2", donde X corresponde al número del escenario. Basado en el análisis de estos casos, se puede observar un brusco descenso de los costos marginales promedio para los escenarios 2 y 5 en la barra Lagunas 220. El primero de ellos considera una central CSP que ingresa en enero del 2034, lo que hace descender bruscamente el promedio de los marginales en ese periodo. Además de ello, a partir del 2035, ingresa un sistema de almacenamiento en Lagunas 220 de 200 [MW] a pesar de los bajos costos marginales. En el mismo sentido, destacamos que el caso más relevante es del escenario 5, pues coincidentemente con la caída del costo marginal promedio en el 2033, discrecionalmente se considera el ingreso de 400 [MW] de CSP instalados en Lagunas 220, según se ve en el archivo "\\Dat\SING\Cen\Pasada\ESC-5\CenPasPar_Termosolar_SING_Esc-5.csv". Esta situación no está considerada en la PELP como se muestra en la Tabla 24 del informe, por lo que su incorporación sería únicamente por la metodología de ajuste por demanda.</p> <p>En lo referente al caso 2, la baja en costos marginales produce un desacople con el resto del sistema, lo que demuestra que el sistema de transmisión en esa ubicación específica no está preparado para una central de tipo CSP. Esto amerita la evaluación del desplazamiento de la central o del mejoramiento de la infraestructura de transmisión para eliminar los desacoples, evaluando que la señal de precios en cada caso sea suficiente para que tales proyectos ingresen al sistema. Por otro lado, el hecho de incorporar capacidad instalada que no esté siendo evaluada como activo de transmisión, implica suponer que tales activos ingresarían por libre iniciativa de los actores que participan en el mercado de generación. Sin embargo, esto solo ocurrirá en la medida de que exista una señal de precios adecuada</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		que sea capaz de solventar la inversión de estas tecnologías, lo que, como muestra el marginal promedio de los escenarios 2 y 5, no es racional económicamente que suceda (más aun considerando CSP y Baterías, que corresponden a tecnologías de elevado costo de inversión). Para más detalles del ejemplo descrito se adjunta minuta de trabajo preparada por SYSTEP.		
16-8	Numeral 6.3.4.1 Ajuste por demanda	El ajuste en la demanda eléctrica y cambio en la expansión de los proyectos de generación realizado para disminuir los costos marginales nocturnos es discriminatorio respecto a algunas tecnologías con capacidad de Almacenamiento e inequitativo respecto de la evaluación de instalaciones de transmisión con capacidad de Almacenamiento, siendo que, precisamente, la infraestructura de transmisión con Almacenamiento, tales como las baterías o el bombeo hidráulico, responden a la necesidad de equilibrar esos desajustes de costos marginales horarios mediante el transporte intertemporal de energía, contribuyendo a la optimización del Sistema Eléctrico, y a los objetivos de la LGSE.	Calcular, en el Numeral 6.3.4.1, el costo de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional sin hacer un ajuste adicional con la finalidad de reducir los costos marginales nocturnos (Página 99 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<b>No se acoge la observación.</b> Ver respuesta a observación 16-4
16-9	Numeral 6.3.4.1 Ajuste por demanda	El ajuste en la demanda eléctrica y cambio en la expansión de los proyectos de generación realizado para disminuir los costos marginales nocturnos se hace sobre la base de dos modelos que tienen distintas finalidades y, por ende, tienen distintos niveles de detalle y supuestos. La mezcla o combinación de ambos modelos para hacer un ajuste en la demanda eléctrica produce un resultado que no es equitativo ni simétrico respecto de algunas tecnologías.	Calcular, en el Numeral 6.3.4.1, el costo de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional sin hacer un ajuste adicional con la finalidad de reducir los costos marginales nocturnos (Página 99 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<b>No se acoge la observación.</b> Ver respuesta a observación 16-4
16-10	Numeral 6.3.4.1 Ajuste por demanda	El ajuste en la demanda eléctrica y cambio en la expansión de los proyectos de generación realizado para disminuir los costos marginales nocturnos no asegura la potencia necesaria para el despacho nocturno y, por ende, el resultado de los Costos de Operación y Falla están distorsionados, afectando por consiguiente la planificación de la transmisión y toda la evaluación de los Proyectos. Esta distorsión contraviene los objetivos del artículo 87 de la LGSE.	Calcular, en el Numeral 6.3.4.1, el costo de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional sin hacer un ajuste adicional con la finalidad de reducir los costos marginales nocturnos (Página 99 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<b>No se acoge la observación.</b> Respecto a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la cual se solicita desarrollar los cálculos de los costos de operación y falla del SEN sin hacer un ajuste a los escenarios de generación provenientes de la PELP con la finalidad de reducir los costos marginales nocturnos, debido a que este no aseguraría la potencia instalada necesaria para los despachos nocturnos, es necesario indicar lo siguiente: - Esta Comisión comparte la aseveración indicada por la empresa en cuanto a que la forma en que se combinan los resultados de los

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Escenarios Energéticos de la PELP y el proceso de expansión de la transmisión para formar los EGPT, no aseguran que la potencia instalada de generación sea suficiente para cubrir las demandas nocturnas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- En particular, es relevante mencionar que la situación planteada se produce previsiblemente por la falta de detalle en la modelación de la demanda utilizada en el modelo de optimización del parque generador, así como de realizaciones posibles del recurso primario de las centrales de característica variable (viento en particular), provocando que se omitan aquellas condiciones de escasez que pudiesen gatillar inversión en centrales dispuestas para cubrir esos momentos de máximo requerimiento (punta).</li> <li>- Sin embargo, la solicitud de la empresa (no realizar el ajuste por demanda) agudizaría aún más la situación planteada, alejándose del resultado eficiente, por lo que no resulta lógico considerar su propuesta.</li> <li>- No obstante lo anterior, es importante señalar que esta Comisión se encuentra trabajando en la búsqueda de nuevos modelos y metodologías que permitan enfrentar este nuevo desafío, el cual se hizo mucho más patente durante el proceso de ajuste de los EGPT, probablemente debido al efecto que introdujo el retiro de la oferta en base a carbón en relación a los escenarios obtenidos en procesos de planificación anteriores.</li> </ul>
16-11	Numeral 6.3.4.1 Ajuste por demanda	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 hizo un ajuste para disminuir los costos marginales nocturnos pero no explica ni permite deducir la magnitud de dicho ajuste por hidrología, escenario, y año entre el caso con ajuste y sin ajuste.	Incluir, en el Numeral 6.3.4.1, la magnitud del ajuste realizado y su respectiva explicación, para disminuir los costos marginales nocturnos por hidrología, año y escenario en caso de perseverar con dicho ajuste en consideración a las observaciones realizadas para eliminar el mencionado ajuste (Página 99 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la que solicita incorporar en el informe la magnitud del ajuste realizado al plan de obras de generación en función de las diferencias en la proyección de demanda, esto se incluirá en numeral correspondiente en el Informe Técnico Final del presente plan de expansión.</p> <p>En todo caso, es relevante destacar que este ajuste, al ser un ajuste global, que debe ser válido para todas las condiciones simuladas, no es realizado por hidrología, sino que se realiza un único ajuste para todas ellas en cada EGPT.</p>
16-12	Numeral 6.4.1 ANÁLISIS PRELIMINAR	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 no se hace cargo de que el modelo OSE 2000 no es una herramienta eficiente para evaluar el Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consorcio EDF-Valhalla", (en adelante S/E Futuro) especialmente en un contexto de alta penetración renovable variable y descarbonización. Como parte de los documentos entregados a la CNE por el mencionado Consorcio en la Presentación de Propuestas de Transmisión por parte de los Promotores, se demuestra la incapacidad del modelo OSE2000 para valorar apropiadamente el costo de	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 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 (incluir en la página 125 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la que solicita utilizar una metodología que incluya todos los costos relevantes no incorporados en el modelo OSE2000, tales como tiempos de partida de las centrales, tiempos y capacidad mínimos de operación, o costos de encendido y apagado. Al respecto, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El modelo OSE2000 es utilizado por esta Comisión para efectos del desarrollo de simulaciones de la operación del sistema, cuyos resultados alimentan posteriormente las evaluaciones económicas realizadas.</li> <li>- Esta Comisión tiene presente que el modelo señalado no cuenta con capacidad para capturar los costos y restricciones señalados por la empresa.</li> <li>- No obstante lo anterior, la solicitud efectuada por la empresa escapa al</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>operación del sistema (ya que no captura costos como tiempos de partida, tiempos y capacidad mínimos de operación, costos de encendido y apagado) y, en particular, el aporte económico de la S/E Futuro al sistema eléctrico. Esto se evidencia con claridad en el mencionado informe al comparar el análisis realizado con OSE2000 y el análisis con un modelo de corto plazo (HELO de Systep), usando los mismos datos de entrada.</p> <p>Tal como destaca SYSTEP en la minuta adjunta: Con todo, se debe tener en cuenta que evaluar un sistema de almacenamiento en OSE2000 no rescata totalmente el beneficio que estos pueden otorgar al sistema. 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 a brindar configuraciones más flexibles, 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>Consecuentemente, los resultados obtenidos de OSE2000 con la correcta modelación de los sistemas de almacenamiento por hidrología son solamente una cota inferior de los beneficios operacionales que se pueden lograr y que se reflejan adecuadamente a través de programas de optimización de despacho horario.</p>		<p>alcance de lo realizable de acuerdo a la metodología establecida en la RE 711, que no contempla un mecanismo de evaluación específico de proyectos según su tecnología, de modo que no es posible de atender al requerimiento.</p> <p>- Adicionalmente, la implementación de un modelo distinto, con el nivel de detalle requerido para efectos de conseguir lo solicitado por la empresa, necesariamente debe pasar por una etapa de implementación y validación en los cuerpos normativos correspondientes.</p> <p>Finalmente, es importante relevar que esta Comisión se encuentra en la búsqueda de alternativas que permitan mejorar la forma en que se desarrolla actualmente el proceso de planificación de la transmisión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
16-13	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. 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 (incluir en la página 125 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<b>No se acoge la observación.</b>  Ver respuesta a observación 16-12.
16-14	Numeral 6.4.1 ANÁLISIS PRELIMINAR	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 describe que los resultados del OSE2000 son complementados con los resultados de estudios eléctricos, obtenidos a partir de simulaciones del sistema eléctrico a través del software PowerFactory, pero no se describen ni explican dicho complementos. Por lo anterior, no es posible replicar los resultados de dicho Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019, ni considerar los aportes que implicaría el software PowerFactory para la planificación de la transmisión. Esto genera múltiples interrogantes que no impiden al referido informe ser autocontenido y reproducible. Por ejemplo, no hay información sobre cuáles son las restricciones de corto plazo tales como tiempos de partida, tiempos mínimos de operación, costos de encendidos y apagados, entre otros.	En el numeral 6.4.1, se solicita describir el aporte del software PowerFactory como complemento al modelo OSE2000. Específicamente, se solicita incluir costos relevantes como son los tiempos de partida de las centrales generadoras, tiempos mínimos de operación, costos de encendidos y apagados, entre otros aspectos dentro del cálculo de Costo de Operación y Falla del Sistema a fin de tener una representación lo más fidedigna posible del Sistema Eléctrico Nacional (incluir en la página 125 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<b>Se acoge parcialmente la observación.</b>  Respecto a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la cual solicita describir el aporte del software PowerFactory como complemento al modelo OSE2000, cabe señalar que los modelos se complementan principalmente a través de las restricciones de transmisión incorporadas en el modelo OSE2000, las que determinan mediante simulaciones eléctricas en PowerFactory.  Respecto a la solicitud específica indicada en la observación, ver respuesta a observación 16-12.
16-15	Numeral 7.10 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN	El análisis de mercado eléctrico común se hace sobre la base de un costos de operación y falla ajustado erróneamente para disminuir los costos marginales nocturnos y, por ende, su resultado no es concluyente.	En el Numeral 7.10, incluir el cálculo del costo de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional sin hacer un ajuste adicional con la finalidad de reducir los costos marginales nocturnos y, sobre esta nueva base metodológica, hacer el análisis de mercado eléctrico común (Página 187 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<b>No se acoge la observación.</b>  Respecto a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la que solicita modificar los cálculos efectuados en los análisis relativos al mercado eléctrico común, utilizando EGPT que no consideren ajustes respecto a los escenarios PELP, se indica que lo solicitado contraviene la metodología establecida para el desarrollo del análisis de mercado común, ya que estos se deben realizar en consistencia con los EGPT utilizados para determinar las expansiones del sistema que fueron incorporadas en el plan de expansión, los que, de acuerdo a la metodología establecida en el artículo 11 numeral 5 de la RE 711, debe ser ajustada por la Comisión.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Particularmente, respecto de las razones que explican los ajustes con la finalidad de disminuir los costos marginales nocturnos, esta Comisión se remite a lo ya señalado en las respuestas anteriores, específicamente, lo detallado en la respuesta a la observación 16-2. Dado lo anterior, no se acoge la observación.
16-16	Agregar un apartado para Almacenamiento en el Numeral 6.3.6 "Modelamiento de la demanda y de las unidades solares y eólicas".	El Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019 no incluye la metodología y procedimiento con que se modeló el Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla".	Incluir, en una nueva sección dentro del numeral 6.3.6, la metodología y el procedimiento con la que se modeló el Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla" (tal como se hace con el CSP). En caso que la modelación no se adapte a los momentos óptimos de carga y descarga de cada hidrología en consideración del costo de operación del sistema existente en distintos momentos del tiempo, se solicita realizar tal ajuste y rehacer la evaluación económica en lo que respecta a los aportes de dicho proyecto a los Costos de Operación y Falla (incluir en la página 113 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<b>Se acoge parcialmente la observación.</b>  En relación a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la que se solicita incluir en una nueva sección dentro del numeral 6.3.6, la metodología y el procedimiento con la que se modeló el "Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional", cabe señalar que, de acuerdo a lo indicado en la respuesta a la observación 16-19, para las simulaciones de la operación del sistema consideradas para la elaboración del ITF del presente plan de expansión, se modificó la modelación de la obra en cuestión, generando un perfil de carga/descarga por hidrología y bloque de demanda, de acuerdo a lo solicitado por la empresa en la observación 16-16. Sin perjuicio de que no se incorpora una sección especial en el ITF con los resultados obtenidos, en las bases de datos del modelo utilizado se pueden encontrar los perfiles de carga y descarga utilizados, así como la rutina computacional utilizada para determinar dichos perfiles.
16-17	Considerar los beneficios medioambientales de los Proyectos, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 83° y 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Agregar un apartado para Almacenamiento en el Numeral 6.3.6 "Modelamiento de la demanda y de las unidades solares y eólicas".	La evaluación económica del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla" no ha considerado los beneficios medioambientales que esta instalación de transmisión conlleva y que son coherentes con las políticas medioambientales que tienen incidencia en la planificación, específicamente en lo que respecta al ahorro de emisiones de gases invernadero, de acuerdo a la normativa vigente. Los ahorros en emisiones de CO2 se analizaron e incluyeron en el informe presentado a la CNE por el mencionado consorcio, como parte de los documentos de Presentación de Propuestas de Transmisión por parte de los Promotores, pero no consta que la CNE los haya considerado en la elaboración de su Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019. Asimismo, la CNE señala que la PELP estableció cinco escenarios energéticos equiprobables, construidos a partir de 6 factores, siendo uno de ellos los "costos de externalidades ambientales". A su vez, el Informe de Actualización de Antecedentes 2019 de la PELP explicó que los escenarios energéticos de la PELP	Incluir, en una nueva sección dentro del numeral 6.3.6, correspondiente a la evaluación del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio Valhalla-EDF", los ahorros de emisiones de CO2 derivados de dicho proyecto, incluyendo dentro de dicho análisis el valor del CO2 determinado por el Ministerio de Desarrollo Social (incluir en la página 113 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<b>No se acoge la observación.</b>  En relación a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la cual solicita incluir el costo de las emisiones de CO2, entre otras externalidades, como un costo adicional dentro de las evaluaciones económicas realizadas con motivo de los informes técnicos del proceso de planificación de la transmisión, se reitera lo ya señalado en la respuesta a la observación 16-3.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>2018-2022, fueron construidos en base a un conjunto de factores de incertidumbre, uno de los cuales correspondió a los costos de externalidades ambientales, señalando respecto de ellas : "...Las externalidades ambientales y el costo internalizado que el sector energético tendrá en el largo plazo, donde se han considerado tanto las emisiones locales y globales...".</p> <p>Además, el Informe de Actualización de Antecedentes 2019 de la PELP en el apartado "Proyección de emisiones de gases de efecto invernadero", señala que para el período 2026-2050, se alcanzaría un "peak" de emisiones de CO2 eq eléctricas en el año 2029 (en todos los escenarios), momento en el cual comienza una progresiva disminución hasta el año 2040 (por el retiro de todas las unidades de carbón del sistema eléctrico)".</p> <p>Por lo anterior, la evaluación técnico-económica Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla" debe considerar sus beneficios ambientales para cumplir lo dispuesto en el artículo 87 de la LGSE e internalizar eficientemente el costo que deberá pagarse socialmente por proyectar un Plan de Expansión de la Transmisión que responde a un caso base cuyo nivel de emisiones de CO2 es mucho mayor al escenario que se verificaría de incluirse dicho Proyecto en el referido Plan.</p>		
16-18	<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 y ratificados en el Artículo 21 de la RE 711. Agregar un apartado para Almacenamiento en el Numeral 6.3.6 Modelamiento de la demanda y de las unidades solares y eólicas.</p>	<p>La evaluación económica del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla" no incluyó en la evaluación económica 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). Tal como se demostró en el estudio de Systep presentado a la CNE como parte de los documentos de Presentación de Propuestas de Transmisión por parte de los Promotores, la contribución de estos beneficios es robusta y relevante para cumplir con los objetivos de la Planificación de la Transmisión y, por ende, su</p>	<p>Incluir en la evaluación económica del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla" al menos su aporte en potencia de suficiencia, reducción de emisiones de CO2, y ahorros en costos de partida y detención (incluir en página 113 y sucesivas correspondiente a numeral 6.3.6 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la cual solicita incluir en la evaluación económica del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional, su eventual aporte a la potencia de suficiencia del sistema, en la reducción de emisiones de CO2 y ahorros en costos de partida y detención de las máquinas térmicas, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De acuerdo a la regulación vigente, los sistemas de almacenamiento no se encuentran habilitados para participar del mercado de la potencia de suficiencia del sistema, de modo que no corresponde cuantificar beneficios por este concepto para el proyecto en cuestión.</li> <li>- En cuanto a los ahorros en términos de reducción de emisiones de CO2 u otras externalidades ambientales, se reitera lo ya señalado en la respuesta a la observación 16-3.</li> <li>- En cuanto a los eventuales ahorros por conceptos de reducción de</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		omisión impide una evaluación objetiva y equitativa de acuerdo con la normativa aplicable.		partidas y detenciones en unidades de generación térmicas, cabe reiterar lo ya señalado en la respuesta a la observación 16-12. - Sin embargo, esta Comisión se encuentra trabajando en la búsqueda de nuevos modelos y metodologías que permitan capturar adecuadamente aquellos detalles propios de la operación de sistemas de potencia con alta penetración de fuentes con variabilidad (al menos) horaria, de modo de contar con herramientas que permitan desarrollar análisis más acabados de posibles requerimientos de inversiones en términos de infraestructura y recursos que aporten flexibilidad al sistema.
16-19	Modelar adecuadamente la infraestructura con capacidad de Almacenamiento. Agregar un apartado para Almacenamiento en el Numeral 6.3.6 Modelamiento de la demanda y de las unidades solares y eólicas.	<p>La incorporación de un proyecto como la Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional presentada por el Promotor "Consortio EDF-Valhalla" con un único perfil a lo largo de todas las hidrologías simuladas es una modelación errónea, ya que el buen uso del almacenamiento tiene como variable importante el despacho del SEN, y éste, se ve en gran medida afecto a las hidrologías a las que se ve inmerso.</p> <p>Teniendo en cuenta las bases de datos de entrada al modelo OSE2000 asociadas al Informe Preliminar de la Expansión de la Transmisión 2019, es posible conocer que todos los sistemas de almacenamiento (Baterías y Bombeo) se han modelado como una central térmica (Datos de entrada OSE, tanto para SIC/SING, archivo centrales térmicas por escenario), la que considera un único perfil para todas las hidrologías.</p> <p>Una modelación como la realizada es reduccionista y discriminatoria con los beneficios de la infraestructura con capacidad de almacenamiento ya que omite el hecho de que la hidrología en un sistema hidrotérmico es una variable importante sobre cómo se produce el despacho del sistema a lo largo del tiempo, el cual, puede verse afectado por condiciones hidrológicas adversas (produciendo una mayor presencia de centrales térmicas en el despacho en bloques punta) o por condiciones hídricas favorables (en donde la generación hidráulica puede desplazar en una mayor magnitud la generación de centrales a combustible en bloques punta o a aquellos bloques con ausencia de recursos renovables). Es precisamente este hecho el que se aprovecha con los sistemas de almacenamiento, dado que pueden actuar de mejor manera ante situaciones desfavorables en la disponibilidad del recurso hídrico, pudiendo cargarse en aquellos bloques de bajos</p>	<p>Aplicar la metodología de modelación propuesta en el informe de Systepeg entregado con los antecedentes del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla" (y complementada en la respuesta a la solicitud de información adicional "Oficio CNE 465-2019 ENERGIA DE TARAPACA 18.07.2019") o una metodología alternativa que también sea eficiente y coherente respecto a los tiempos de carga/descarga del almacenamiento con los costos de operación del mercado eléctrico. Lo anterior, a fin de que se puedan visualizar correctamente los reales aportes de esta instalación de transmisión en el Costo de Operación y Falla y, de esta manera, hacer una evaluación económica consistente con la normativa aplicable (incluir en la página 113, agregando un numeral 6.3.6 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019). Esta solicitud es complementaria a lo solicitado sobre la incorporación en la evaluación económica de aquellos costos que no puede capturar el OSE2000.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la cual solicita aplicar la modelación propuesta en el informe de antecedentes complementarios a la presentación del "Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional", así como incorporar en la evaluación económica aquellos costos que no puede capturar el modelo utilizado por esta Comisión para el desarrollo de sus análisis (OSE2000), se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Esta Comisión recoge la observación planteada en cuanto a efectuar una modelación consistente con lo planteado en los antecedentes complementarios a la presentación del proyecto en cuestión, específicamente, el informe elaborado por Systepeg.</li> <li>- De esta forma, se construyó un perfil de generación/bombeo para cada hidrología simulada, procurando maximizar los beneficios para el sistema en su conjunto, asumiendo que esto se logra mediante la maximización del beneficio privado que obtendría un sistema de almacenamiento de iguales características por medio del arbitraje de precios.</li> <li>- Por otra parte, y en línea con las respuestas entregadas a observaciones previas respecto a la incorporación de otros costos no capturados por el modelo utilizado para el desarrollo de la evaluación económica, dichos costos no resultan factibles de aplicar en el contexto del presente plan, por los motivos ya indicados.</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>costos marginales (principalmente en aquellos bloques de alta presencia solar) y descargándose en aquellos bloques de altos costos marginales (pudiendo desplazar mayor generación térmica en aquellos casos de hidrologías adversas), siempre buscando generar beneficios positivos (al desplazar la energía económica desde el día a la noche). Los mayores y menores costos marginales no siempre estarán ubicados en los mismos bloques horarios para las distintas hidrologías y, por lo tanto, es imposible pensar que un único perfil será útil a todas ellas. De hecho si se ocupa el mismo perfil podría incluso generar beneficios negativos para alguna de las hidrologías, lo que es económicamente una contradicción.</p> <p>Para ejemplificar este punto, se adjunta una minuta preparada por SYSTEP que replica las simulaciones de la CNE, para un escenario e intervalo en particular y para una cantidad de iteraciones menor (debido al tiempo acotado disponible para la realización de estas observaciones), con tal de analizar cuáles son los efectos que se están produciendo ante la elección de un mismo perfil de inyecciones y retiros, para todas las hidrologías, para la central de bombeo en el Escenario 3. Replicada la simulación hecha en CNE, pero ahora imprimiendo los costos marginales por hidrología y bloque, se calculan los beneficios del almacenamiento. El resultado de lo anterior permite observar los beneficios netos de la S/E Futuro para todas las hidrologías. Para observar los resultados, se muestran tres hidrologías (seca 100% PE, húmeda 2% PE y normal 50% PE) junto con sus beneficios a lo largo de los años 2031-2039 en año hidrológico.</p> <p>De los resultados es posible observar que, al modelar el sistema de almacenamiento como una unidad térmica, todas las hidrologías presentan beneficios negativos en algunos meses a lo largo de todos los años evaluados, siendo la hidrología seca la que presenta beneficios negativos para todos los años expuestos. Con lo anterior se ejemplifica que la simplificación realizada representa una operación que no se daría en la práctica, toda vez que el Coordinador (o cualquier agente racional) operaría el sistema de almacenamiento para no provocar beneficios con su funcionamiento.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
16-20	Modelar adecuadamente la infraestructura con capacidad de Almacenamiento. Agregar un apartado para Almacenamiento en el Numeral 6.3.6 Modelamiento de la demanda y de las unidades solares y eólicas.	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 modela el Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla" (en adelante S/E Futuro) de manera incorrecta ya que utiliza un perfil de operación fijo para todas las hidrologías, lo que se traduce en un uso ineficiente de esta instalación de transmisión y, por ende, en una evaluación económica errónea en lo que respecta a su aporte a la disminución del Costo de Operación y Falla. En el informe de Systep presentado a la CNE como parte de los documentos de Presentación de Propuestas de Transmisión por parte de los Promotores y en la respuesta a la información complementaria solicitada por la CNE, se muestra como el OSE2000 se puede programar para lograr una aproximación dinámica del uso del almacenamiento en consideración con los precios del sistema.	Aplicar la metodología de modelación propuesta en el informe de Systep entregado con los antecedentes del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla" (y complementada en la respuesta a la solicitud de información adicional "Oficio CNE 465-2019 ENERGIA DE TARAPACA 18.07.2019") o una metodología alternativa que también sea eficiente y coherente respecto a los tiempos de carga/descarga del almacenamiento con los costos de operación del mercado eléctrico. Lo anterior, a fin de que se puedan visualizar correctamente los reales aportes de esta instalación de transmisión en el Costo de Operación y Falla y, de esta manera, hacer una evaluación económica consistente con la normativa aplicable (incluir en la página 113, agregando un numeral 6.3.6 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019). Esta solicitud es complementaria a lo solicitado sobre la incorporación en la evaluación económica de aquellos costos que no puede capturar el OSE2000.	<b>Se acoge parcialmente la observación.</b>  Ver respuesta a observación 16-19
16-21	Modelar adecuadamente la infraestructura con capacidad de Almacenamiento. Agregar un apartado para Almacenamiento en el Numeral 6.3.6 Modelamiento de la demanda y de las unidades solares y eólicas.	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 modela el Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla" de manera incorrecta ya que utiliza un perfil de operación fijo, lo que se traduce en un uso ineficiente de esta instalación de transmisión ya que no considera al almacenamiento como un tomador de precios del sistema con conocimiento de los costos marginales como señal para la planificación de carga y descarga, a fin de minimizar el costo total de abastecimiento. Como resultado de lo anterior, la evaluación económica resultante es errónea en lo que respecta a la contribución de la S/E Futuro a la disminución del Costo de Operación y Falla. Una modelación fija como la realizada en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 es incoherente con la normativa contenida en el Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN aprobado mediante el DS N°125 de 2017 y publicado en el Diario Oficial el 20 de diciembre de 2019. En efecto, el artículo 109 de dicho Reglamento dispone que la operación de los sistemas de almacenamiento de energía, que forman parte de la infraestructura de transmisión asociada al proceso	Aplicar la metodología de modelación propuesta en el informe de Systep entregado con los antecedentes del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla" (y complementada en la respuesta a la solicitud de información adicional "Oficio CNE 465-2019 ENERGIA DE TARAPACA 18.07.2019") o una metodología alternativa que también sea eficiente y coherente respecto a los tiempos de carga/descarga del almacenamiento con los costos de operación del mercado eléctrico. Lo anterior, a fin de que se puedan visualizar correctamente los reales aportes de esta instalación de transmisión en el Costo de Operación y Falla y, de esta manera, hacer una evaluación económica consistente con la normativa aplicable (incluir en la página 113, agregando un numeral 6.3.6 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019). Esta solicitud es complementaria a la petición de incorporar en la evaluación económica aquellos costos que no puede capturar el OSE2000.	<b>Se acoge parcialmente la observación.</b>  Ver respuesta a observación 16-19

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		de planificación de la transmisión reglada por el artículo 87 de la LGSE, será centralizada y determinada por el Coordinador en función del cumplimiento de la minimización del costo total de abastecimiento y la preservación de la seguridad en el sistema eléctrico.		
16-22	Describir metodología. Agregar un apartado para Almacenamiento en el Numeral 6.3.6 Modelamiento de la demanda y de las unidades solares y eólicas.	El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 presenta dos análisis (1x300 y 3x100) del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla" y concluye que la configuración 1x300 genera ahorros mayores que la configuración 3x100 pero no explica la razón de dicha diferencia. La conclusión anterior es contraintuitiva en consideración de los requerimientos de flexibilidad necesarios para que el sistema eléctrico chileno opere de manera óptima.	Desarrollar los supuestos y razón de las diferencias en los resultados de la modelación 1x300 y 3x100 presentados en el El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019. Tal como está dicho informe, no es replicable ni autocontenido, ni permite considerar todos los beneficios de las instalaciones de transmisión (incluir en la página 113, agregando un numeral 6.3.6 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la cual solicita desarrollar los supuestos y explicitar las razones de las diferencias en los resultados de la modelación 1x300 y 3x100 presentados en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los supuestos utilizados para la evaluación económica señalada no difieren mayormente de los utilizados en las utilizadas para evaluar el resto de las obras.</li> <li>- En el caso particular de la evaluación de la modalidad de almacenamiento en configuración 3x100 MW, los módulos fueron instalados en las SS/EE Lagunas, Carrera Pinto y Maitencillo.</li> <li>- En cuanto a las diferencias entre ambos casos, al ajustar la base de datos en función de las observaciones recibidas, en particular lo solicitado en la observación 16-19 en cuanto a modelar perfiles de generación/retiro con detalle por hidrología, los resultados obtenidos se vieron modificados en relación a lo obtenido en el ITP.</li> <li>- En cuanto a la afirmación que realiza la empresa, respecto de que el informe no sería replicable ni autocontenido, se debe señalar que esta Comisión pone a disposición de los interesados las bases de datos que permiten replicar cada una de las evaluaciones económicas realizadas, así como sus resultados generales (costos de operación, costos marginales y flujos por las principales líneas de transmisión), en base a los cuales se pueden replicar los resultados obtenidos.</li> <li>- Finalmente, respecto a lo indicado en cuanto a que no estarían capturando todos los beneficios de las instalaciones, esta Comisión se remite a lo señalado en las respuestas a las observaciones anteriores.</li> </ul>
16-23	Utilizar el mismo caso Base de Costo de Operación y Falla para cumplir lo dispuesto en el artículo 18 de la RE 711 de la CNE. Agregar un apartado con el Costo de Operación y Falla utilizado como Caso Base a continuación del numeral 6.3.8.	La evaluación del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla" utiliza una base de Costo de Operación y Falla distinto al Caso Base, diferencia que no tiene justificación normativa y que contraviene lo dispuesto en el artículo 18 de la RE 711/2017 de la CNE, en cuanto se deben utilizar las mismas simulaciones para revisar las proyecciones de flujos esperados y las diferencias de perfiles de costos marginales esperados por barras, con la finalidad de	En el Numeral 6.3.8 se solicita utilizar el mismo Caso Base de Costo de Operación y Falla para todo el Plan de Expansión de Transmisión, y consistentemente para la evaluación económica del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consortio EDF-Valhalla", tal como lo mandata el artículo 18 de la RE 711/2017 de la CNE (incluir en la página 124 correspondiente al numeral 6.3.8 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, en la cual solicita utilizar el mismo Caso Base de Costo de Operación y Falla para todo el Plan de Expansión de Transmisión, y consistentemente para la evaluación económica del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El caso en condición "sin proyecto" (caso base) utilizado para las distintas evaluaciones económicas realizadas es distinto para cada caso, puesto que se consideran en servicio aquellas obras que ya fueron evaluadas y</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>disminuir los desacoples del Sistema Eléctrico, los costos operaciones del mismo, la disminución de los ingresos tarifarios, pérdidas técnicas, vertimientos esperados de energía renovable, entre otros.</p>		<p>que obtuvieron resultados positivos, por lo que su incorporación al plan de expansión estaría preliminarmente asegurada. A continuación se debe realizar el ejercicio inverso, para efectos de descartar eventuales subsidios de una obra hacia otra, razón por lo que se debe modificar la condición "sin proyecto".</p> <p>- Por su parte, en el caso específico de la obra en cuestión, este fue comparado en una base diferente, por cuanto se consideraron liberadas algunas restricciones de transmisión, lo cual corresponde a un criterio contenido en el informe de la consultora Syste que acompaña la presentación de su propuesta de expansión, en la cual se aprecia en los gráficos de flujos esperados por el sistema de transmisión, que dichas restricciones fueron liberadas a partir del año 2031, adoptando un criterio similar para la elaboración del ITP.</p> <p>- Con motivo del ITF, y en línea con lo solicitado en esta observación, la evaluación económica ha sido realizada considerando como caso base aquel que contiene las expansiones de transmisión que conforman el plan de expansión, pero manteniendo todas las restricciones de transmisión en el sistema de transmisión.</p>
16-24	<p>Utilizar el mismo caso Base de Costo de Operación y Falla para cumplir lo dispuesto en el artículo 18 de la RE 711 de la CNE. Agregar un apartado con el Costo de Operación y Falla utilizado como Caso Base a continuación del numeral 6.3.8.</p>	<p>La evaluación del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consorcio EDF-Valhalla" utiliza una base de Costo de Operación y Falla distinto al Caso Base de Costo de Operación y Falla que se usa para evaluar otros proyectos. Ejemplo de lo anterior es el análisis económico de suficiencia que la CNE aplicó al proyecto de almacenamiento denominado "Almacenamiento Zona Punta Colorada", promovido por AES Gener, en que la base de costos de operación y falla utilizada para el escenario con inclusión del proyecto fue el Caso Base. También se usa el Caso Base para evaluar la conveniencia de ejecutar el aumento de capacidad y seccionamiento de la línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas en S/E Frontera (página 139 del ITP), ubicado en las cercanías de la S/E Futuro. Dicho procedimiento no se ajusta a lo dispuesto por el artículo 18 de la RE 711/2017 de la CNE, que ordena que las simulaciones utilizadas para revisar las proyecciones de flujos esperados y diferencias de perfiles de costos marginales esperados, deben ser las mismas que se utilizaron para determinar las necesidades de expansión de transmisión en base a los flujos esperados por las instalaciones de transmisión. Lo anterior produce un tratamiento no equitativo ni simétrico respecto de otros proyectos, pues no es consistente la aplicación de la premisa</p>	<p>En el Numeral 6.3.8 se solicita utilizar el mismo Caso Base de Costo de Operación y Falla empleado para todo el Plan de Expansión de Transmisión, para la evaluación económica del Proyecto Subestación Futuro con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional del Promotor "Consorcio EDF-Valhalla", tal como lo mandata el artículo 18 de la RE 711/2017 de la CNE (incluir en la página 124 correspondiente al numeral 6.3.8 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019).</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 16-24.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		metodológica de mantener una misma base de costos de operación y falla, tanto para el Caso Base como para el escenario a comparar con inclusión del proyecto.		

# 17 TRANSELEC

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
17-1	Tabla 1: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional  Página 14.	Dentro del listado de proyectos de ampliación promovidos existe un error en la asignación del propietario.  El proyecto N° 20 "Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco" fue asignado a Transchile Charrúa Transmisión, cuando debiese ser responsabilidad de Transelec al ser el propietario de la línea que será objeto de la ampliación.	Se solicita corregir el propietario responsable de la obra de ampliación N°20 "Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco" y asignarla a Transelec S.A.	<b>Se acoge observación.</b>  En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la propiedad de la obra "Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco", esta Comisión señala que la propiedad de la instalación intervenida es de propiedad de la empresa Transelec S.A..  Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en el propietario de la Tabla 1 asociada a la obra "Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.
17-2	Tabla 1: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional  Página 15.	Dentro del listado de proyectos de ampliación promovidos existe un error en la asignación del propietario.  El proyecto N° 25 "Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé" fue asignado a Transelec, siendo que dicha línea y subestación son propiedad de SAESA.	Se solicita corregir el propietario responsable de la obra de ampliación N°25 "Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé" y asignarla a SAESA.	<b>Se acoge observación.</b>  En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la propiedad de la obra "Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé", esta Comisión concuerda con lo solicitado por lo que realizará las correcciones necesarias en el Informe.  Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en el propietario de la Tabla 1 asociada a la obra "Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé " en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.
17-3	Obra de Ampliación Nacional N°3 "Ampliación en S/E Frontera y seccionamiento línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro"  3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra  Página 17.	Se promueve una obra de ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV en la S/E Frontera para cinco nuevas diagonales, de las cuales dos serán utilizadas para la conexión del seccionamiento de la línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas y tres para la conexión de nuevos proyectos de la zona.  Al respecto queremos hacer notar que Transelec presentó una solicitud de ampliación en S/E Frontera, realizada vía Artículo 102, la cual fue aprobada por el Coordinador, y cuyos plazos constructivos y administrativos son menores a los del proyecto promovido en el presente Plan de Expansión, y por tanto se materializaría antes. En consecuencia, se solicita considerar dentro de los alcances de la obra la nueva configuración topológica que tendrá la subestación debido a la eventual aprobación de la CNE de la obra promovida vía artículo 102.	Se solicita revisar los alcances del proyecto "Ampliación en S/E Frontera y seccionamiento línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro" y considerar en los alcances la nueva topología que tendrá la subestación luego de la aprobación la obra promovida vía artículo 102.	<b>Se acoge observación.</b>  En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la consideración de la obra presentada mediante el artículo 102° de la Ley en S/E Frontera, esta Comisión concuerda con lo solicitado e incluirá en la definición de la obra una condición que permita la ejecución de la obra propuesta en el presenta plan de expansión y la obra urgente presentada a la Comisión, según corresponda.  Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la definición de la obra "Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
17-4	<p>3.1.12 Ampliación en S/E Maitencillo 110 kV</p> <p>3.1.12.5 Licitación</p> <p>Página 27.</p>	<p>En el punto 3.1.12.5 del proyecto se indica que el proyecto deberá ser licitado y adjudicado, coordinadamente y en conjunto con la obra de Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.</p> <p>Dado que se está exigiendo la licitando conjunta entre una obra nueva y una de ampliación, y esta última es responsabilidad de Transelec, no queda claro si esta figura excluye a Transelec de participar en la licitación por la obra nueva puesto que ambas deben ser ejecutadas por el mismo contratista.</p>	<p>Se solicita aclarar si lo señalado en el numeral 3.1.12.5 de la página 27 del informe excluye a Transelec de participar en la licitación de la obra “Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar”. De ser así, se solicita separar los procesos de licitación de ambas obras y no realizarlas de forma conjunta, de forma que Transelec pueda participar del proceso de licitación de la Obra Nueva.</p>	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a su participación al proceso de licitación de la obra “Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar”, esta Comisión debe señalar que la única condicionante establecida en el presente Informe en cuanto a la licitación se refiere a que la obra indicada sea licitada de manera conjunta con la obra “Ampliación en S/E Maitencillo 110 kV (BPS+BT), no existiendo otras restricciones respecto de esta materia para que Transelec pueda participar en la licitación conjunta de las obras, sin perjuicio de lo que se establezca en las bases respectivas.</p>
17-5	<p>Obra de Ampliación Nacional N°16 “Ampliación en S/E Maipo”</p> <p>3.1.16.1 Descripción general y ubicación de la obra.</p> <p>Página 29-30.</p>	<p>El Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de Transmisión 2019 incluyó la obra “Ampliación en S/E Maipo” que consiste en la instalación de un equipo de compensación estática de reactivos, de al menos 400 MVAR, en la barra de 220 kV de la S/E Maipo.</p> <p>Transelec presentó para este Plan de Expansión 2019 la obra “CER en S/E Alto Jahuel”. Esta obra consiste en la construcción de un equipo CER de capacidad +400/-200 MVAR en la S/E Alto Jahuel. La instalación de este equipo en la S/E Alto Jahuel tiene las siguientes ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>La S/E Alto Jahuel cuenta con un mayor espacio para la instalación y conexión del CER.</b> La subestación Alto Jahuel cuenta con los espacios disponibles para la instalación del equipo y para su conexión. Para ilustrar lo anterior, en el Anexo N°1 del presente documento se encuentran imágenes satelitales del patio de 220 kV de la S/E Alto Jahuel, donde se puede comprobar que existe un espacio disponible para la conexión del equipo, incluso con plataforma, y también espacio físico para la incorporación del CER dentro del patio de la subestación.</li> <li>• <b>La instalación en S/E Alto Jahuel permite una mayor eficiencia económica.</b> El aspecto económico es relevante al momento de promover las obras que son pagados por los clientes regulados. El proyecto descrito en la S/E Maipo requiere de la utilización de un paño en GIS para la conexión del proyecto, lo cual lo encarece. En la subestación Alto jahuel no se requiere la utilización de una GIS debido al espacio con que se dispone en el patio.</li> <li>• <b>La conexión en S/E Alto Jahuel es eléctricamente equivalente.</b> En su propuesta de Expansión 2019, el Coordinador promovió el equipo CER considerando la S/E Maipo como punto de conexión. Sin embargo, en su informe menciona la alternativa presentada por Transelec (conexión en S/E Alto Jahuel) y concluye que ambas alternativas son sistémicamente equivalentes, indicando que <u>debiese primar el aspecto económico</u>. Lo indicado por el Coordinador fue lo siguiente:</li> </ul> <p>“Finalmente, es importante mencionar que la empresa Transelec, con motivo del proceso de expansión de la transmisión del año 2018, presentó a la Comisión Nacional de Energía un proyecto equivalente a este, pero que se</p>	<p>Se solicita modificar la obra de ampliación nacional N°16 “Ampliación en S/E Maipo” y considerar la S/E Alto Jahuel como punto de conexión del equipo CER, asignando a Transelec la responsabilidad de su ejecución.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 10-1.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>conectaría en la S/E Alto Jahuel y no en Maipo. Al respecto, es importante señalar que el Coordinador, en su propuesta del año 2018, propuso la S/E Maipo como punto de conexión para el proyecto debido a la aparente falta de espacio en la S/E Alto Jahuel. No obstante, de acuerdo con lo indicado por Transelec (empresa propietaria de dicha instalación), sí resultaría factible instalar un equipo de estas características en la S/E Alto Jahuel. En este sentido, dado que ambos proyectos resultan equivalentes desde un punto de vista eléctrico, dada su cercanía física, se deberá definir el punto de conexión definitivo por el cual se optará para la licitación y posterior materialización del proyecto.”</p> <p>Es importante enfatizar que el Coordinador reconoce explícitamente que su decisión inicial de incluir el CER en S/E Maipo fue netamente debido a una supuesta falta de espacio en la S/E Alto Jahuel. Sin embargo, dado los argumentos indicados anteriormente es claro la conexión del CER en Alto jahuel no sólo es factible técnicamente, sino que es mejor alternativa que la conexión en S/E Maipo en términos de costos.</p>		
17-6	<p>Obra de Ampliación Nacional N°19 “Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y seccionamiento en S/E Hualqui”</p> <p>3.1.19.3 Entrada en operación.</p> <p>Página 33.</p>	<p>El plazo constructivo para la ejecución de este proyecto se estableció en 36 meses. Sin embargo, de acuerdo a la experiencia de Transelec durante la construcción del primer circuito de la línea, creemos que 36 meses podría ser un plazo insuficiente para la construcción del segundo tendido, considerando la gran cantidad de propietarios existentes a lo largo de toda la línea y lo complejo y extenso que podrían resultar las negociaciones con los mismos.</p>	<p>Se solicita extender el plazo constructivo para la obra de ampliación nacional N°19 “Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y seccionamiento en S/E Hualqui”</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, en la que solicita extender el plazo constructivo considerado para la ejecución de la obra de ampliación nacional “Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y seccionamiento en S/E Hualqui”, se debe indicar que esta obra no será incorporada en el presente plan de expansión, de modo que no se acoge la observación de la empresa. Más detalles respecto a la decisión de postergar la ejecución de la obra mencionada se pueden encontrar en la respuesta a la observación 02-6.</p>
17-7	<p>4.1.1 Ampliación en S/E Vallenar</p> <p>4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra.</p> <p>Página 43.</p>	<p>La descripción de la propuesta incluye un transformador con paños propios por alta y baja tensión, ampliación de las barras de 110 kV y 13,8 kV, y paños en 110 kV para los transformadores existentes.</p> <p>Bajo estas condiciones, entendemos que el actual paño HT1 queda sirviendo a la actual línea 110 kV Maitencillo – Vallenar, y que los paños nuevos serán para el T1 y T2 de S/E Vallenar existentes por el lado de 110 kV. La separación de los paños para el T1 y T2 solo presenta beneficios si además se considera paños independientes para estos transformadores también por el lado de 13,8 kV. Esto otorgaría flexibilidad en caso de requerir desconectar por mantenimiento solo uno de los transformadores, y también presentaría la ventaja de que una contingencia en estos no los desconectaría a ambos.</p>	<p>Se solicita que a la actual propuesta de Ampliación Vallenar se agreguen los siguientes puntos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incorporación de paños independientes en 13,8 kV para los transformadores existentes.</li> <li>• Normalización del tap off El Edén mediante conexión con paño propio a la barra de 110 kV de S/E Vallenar.</li> </ul>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la normalización de la conexión de la línea hacia la S/E Edén, esta Comisión concuerda con lo solicitado por lo que modificará la descripción de la obra.</p> <p>En todo caso, se señala que lo solicitado, respecto de la conexión en media tensión de los transformadores existentes, ya se encuentra incorporado en la obra.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la definición de la obra "Ampliación en S/E Vallenar" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Además, considerando que se promovió la obra de una nueva línea 110 kV Maitencillo – Vallenar, esto proveerá redundancia a los consumos que se abastecen directamente desde subestación Vallenar, pero no a los consumos de Alto del Carmen, los cuales se alimentan de un tap off en la línea actual. Para aprovechar de mejor manera los beneficios de la línea nueva, proponemos que el tap off El Edén (correspondiente a Alto del Carmen), se normalice conectándose directamente a la barra de 110 kV de S/E Vallenar, consiguiendo así independencia de la línea actual cuando se concrete el segundo circuito. Cabe destacar que el tap off El Edén se encuentra al interior de la S/E Vallenar, por lo cual esta normalización requeriría extensiones mínimas de las líneas existentes.		
17-8	4.1.11 Ampliación en S/E Laja.  4.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra.  Página 67.	En el informe, punto 4.1.11 mencionan <i>“el proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Laja, mediante el reemplazo del actual transformador N°2 de 66/13,8 kV, 5 MVA”</i> , y en el punto 10.2.24.2 menciona reemplazar el transformador T1.	Se solicita corregir e indicar que el transformador que se cambiará es el N°1.	<b>Se acoge observación.</b>  En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la identificación del transformador de poder que será reemplazado por la obra <i>“Ampliación en S/E Laja (RTR ATMT)”</i> , esta Comisión concuerda con lo solicitado por lo que modificará la descripción de la obra.  Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en el nombre del transformador identificado en la ingeniería conceptual que será reemplazado por la obra <i>“Ampliación en S/E Laja (RTR ATMT)”</i> en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.
17-9	4.2.1 Nueva S/E Mapocho y Nueva Línea 2x110 kV Mapocho - Vitacura  4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra  Páginas 81-82.	Se consideran dos nuevas subestaciones en la región metropolitana, S/E Baja Cordillera y S/E Mapocho. En el caso de la primera, en el punto <i>“4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra”</i> , menciona que <i>“La subestación se deberá emplazar, aproximadamente, a 13,5 km al sur de la subestación Los Almendros, en algún punto cercano al lugar donde confluyen las líneas a seccionar”</i> . Sin embargo, en el caso de la S/E Mapocho no se menciona una ubicación estimativa para el proyecto.	Se solicita indicar, al menos de forma referencial, la ubicación del proyecto Nueva S/E Mapocho.	<b>No se acoge observación.</b>  Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la zona de emplazamiento de la obra <i>“Nueva S/E Mapocho”</i> , esta Comisión señala que la ubicación de la obra se deberá indicar al momento de establecer las bases específicas de la licitación de la obra observada. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.
17-10	4.2.2 Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera	En la descripción del proyecto menciona que <i>“el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores de 220/110 kV, 400 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y unidad de reserva automatizada”</i> . De esta sección se entiende que es una unidad de autotransformador de 400 MVA y además, de forma aparte una unidad de reserva.	Se solicita aclarar punto.	<b>Se acoge observación.</b>  En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la descripción de la obra <i>“Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera”</i> , esta Comisión concuerda con lo solicitado por lo que modificará la descripción del equipo de transformación necesario para la obra.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra</p> <p>Páginas 82-83.</p>	<p>Por otro lado, en el punto 10.2.37.4, en la tabla 184 de la página 466 aparece la descripción de 4 unidades de <i>“autotransformadores monofásicos 220/110 kV, 100 MVA”</i>, se entiende que son 3 unidades de 100 MVA y una unidad de reserva aparte de 100 MVA.</p>		<p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra <i>“Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera”</i> en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
17-11	<p>Proyectos presentados por Transelec:</p> <p><i>“Ampliación S/E Charrúa”</i></p> <p>9. Anexo 1: Antecedentes evaluación de otros proyectos</p> <p>Tabla 62: proyectos postergados</p> <p>Página 217.</p>	<p>Transelec propuso el proyecto de un nuevo transformador 66/13,8 kV, de 10 MVA, conectado a la sección 2 de la barra de 66 kV en S/E Charrúa.</p> <p>La CNE no acogió el proyecto bajo el siguiente argumento indicado en la tabla 62: <i>“los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular se detectó una incidencia importante del transporte de potencia reactiva en el nivel de cargabilidad del equipo de transformación, siendo incluso mayor al nivel de potencia activa que transita por el equipo, situación que debiera ser abordada desde el sistema de distribución.”</i></p> <p>La operación de un transformador 66/13,8 kV está relacionada con la alimentación del sistema de distribución aguas abajo y la transformación 66/13,8 kV en S/E Charrúa está calificada como parte del sistema de transmisión zonal. En ese sentido, independiente del nivel de carga del equipo, e independiente del porcentaje de potencia activa y reactiva, si la operación del transformador está llegando a límites que hacen necesario un aumento en su capacidad, esta ampliación debe realizarse a través del proceso de expansión de la transmisión zonal. Con el cambio de Ley la ampliación de este equipo no puede hacerse como parte de la expansión de la distribución, más aun considerando que este último proceso no es vinculante.</p> <p>En la Resolución N°711, que establece la metodología para elaborar el Plan de Expansión, se menciona que, si para un año donde pueda realizarse una ampliación, un transformador primario de distribución supera el 90% de su carga entonces el proyecto de ampliación pasará directamente al análisis de factibilidad técnica. Es decir, la metodología establecida valida el promover la ampliación del equipo vía Plan de Expansión.</p>	<p>Se solicita incluir el proyecto <i>“Ampliación S/E Charrúa”</i> que considera un nuevo transformador 66/13,8 kV, de 10 MVA, conectado a la sección 2 de la barra de 66 kV en S/E Charrúa, al Plan de Expansión de Transmisión 2019.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, en la que solicita incorporar el proyecto <i>“Ampliación S/E Charrúa”</i> en el presente plan de expansión, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tal como lo señala la empresa, el proyecto en cuestión fue evaluado de acuerdo a la metodología establecida para el desarrollo de los análisis de suficiencia y seguridad, no cumpliendo los criterios requeridos para ser incorporado en el presente plan de expansión.</li> <li>- Por otra parte, en la justificación entregada por esta Comisión para no incorporar el proyecto en cuestión, se mencionó el hecho que la elevada cargabilidad del equipo existente, se debe, en buena medida, a un incumplimiento normativo asociado a los retiros de potencia reactiva desde el sistema de transmisión, y no a la demanda propiamente tal.</li> <li>- Lo anterior no corresponde de ser subsanado por medio de una obra de expansión, sino a través de obras en el sistema de distribución abastecido, de modo de cumplir con la normativa técnica vigente.</li> <li>- En vista de lo señalado, esta Comisión mantiene su decisión de no incorporar la obra en el presente plan de expansión.</li> </ul>
17-12	<p>Proyectos presentados por Transelec:</p> <p><i>“Aumento de Capacidad de la Línea 2x220 kV Las Palmas - Los Vilos”</i>.</p>	<p>Transelec propuso el proyecto de aumento de la capacidad de la línea de transmisión 2x220 kV Las Palmas – Los Vilos, el cual no fue acogido por la CNE bajo el siguiente argumento indicado en la tabla 62 de proyectos rechazados: <i>“de acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos 50% de los escenarios analizados”</i>.</p> <p>Al revisar la base de simulación OSE utilizada y adjuntada en sus anexos, se observa en la planilla <i>“LinDatManOpe_SIC_2019_Base (N-1).csv”</i> que en el norte chico se modelan aperturas de tramos a partir de los años 2022 y 2023, manteniendo estas aperturas hasta el final del horizonte de evaluación, tal y como muestran las siguientes figuras.</p>	<p>Se solicita incluir el proyecto <i>“Aumento de Capacidad de la línea 2x220 kV Las Palmas - Los Vilos”</i> al Plan de Expansión 2019.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, en la que solicita incorporar el proyecto <i>“Aumento de Capacidad de la línea 2x220 kV Las Palmas - Los Vilos”</i> al Plan de Expansión 2019, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El proyecto fue evaluado con motivo del ITP de este plan de expansión, no cumpliendo con los requisitos para ser incorporado en el presente plan de expansión.</li> <li>- En función de las distintas actualizaciones realizadas a la base de datos de simulación, en función de las observaciones recibidas, se actualizaron los resultados de la evaluación de la obra, manteniendo la conclusión obtenida en el ITP.</li> </ul>

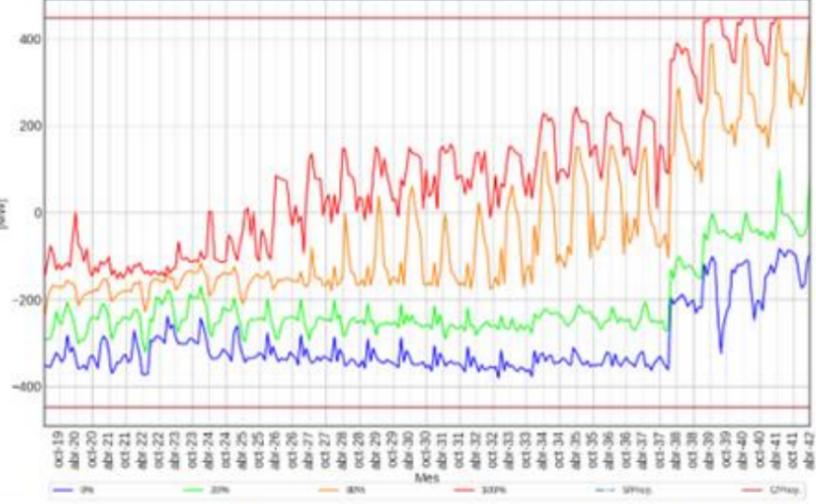
ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																									
	Tabla 62: proyectos postergados  Página 217.	<p><b>Ver imagen de la topología 2022-2023 y 2023-2030 en el Anexo 17.1</b></p> <p>Esta condición topológica fue utilizada como escenario base para todas las evaluaciones económicas realizadas en el ITP. Sin embargo, en ninguna parte del informe existe algún análisis o evaluación que justifique los beneficios de operar de esta forma el sistema de transmisión, por lo que esta condición topológica no tiene sustento que la valide como caso base.</p> <p>Por otro lado, Transelec realizó la evaluación económica para justificar la conveniencia del proyecto por Eficiencia Operacional, resultando positiva en cada uno de los cinco escenarios PELP analizados. Esta evaluación consideró como caso base una topología donde todas las líneas mencionadas operan cerradas, condición sistémica utilizada a la fecha.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Items</th> <th colspan="5">Evaluación económica MIMUS\$</th> </tr> <tr> <th>ESC-1</th> <th>ESC-2</th> <th>ESC-3</th> <th>ESC-4</th> <th>ESC-5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo Sin Proyecto</td> <td>19.274,3</td> <td>26.817,5</td> <td>24.443,6</td> <td>19.581,7</td> <td>26.979,3</td> </tr> <tr> <td>Costo Con Proyecto</td> <td>19.251,1</td> <td>26.762,8</td> <td>24.400,7</td> <td>19.555,9</td> <td>26.928,1</td> </tr> <tr> <td>Ahorro de Costos</td> <td>23,2</td> <td>54,7</td> <td>42,9</td> <td>25,8</td> <td>51,2</td> </tr> <tr> <td>AVI+COMA</td> <td>13,8</td> <td>13,8</td> <td>13,8</td> <td>13,8</td> <td>13,8</td> </tr> <tr> <td>Evaluación Económica</td> <td>9,3</td> <td>40,7</td> <td>29,0</td> <td>11,9</td> <td>37,2</td> </tr> </tbody> </table> <p><b>Evaluación General Promedio</b> 25,6 *Evaluación realizada desde 2019 a 2039</p> <p>Insistimos en la necesidad de justificar económicamente la conveniencia de utilizar los tramos abiertos de las líneas de transmisión nacionales e incluso verificar si esta condición operacional otorga beneficios económicos para la planificación del sistema en desmedro de la redundancia de seguridad en la zona al utilizar los tramos en operación cerrada para la proyección de largo plazo.</p>	Items	Evaluación económica MIMUS\$					ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5	Costo Sin Proyecto	19.274,3	26.817,5	24.443,6	19.581,7	26.979,3	Costo Con Proyecto	19.251,1	26.762,8	24.400,7	19.555,9	26.928,1	Ahorro de Costos	23,2	54,7	42,9	25,8	51,2	AVI+COMA	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	Evaluación Económica	9,3	40,7	29,0	11,9	37,2		<p>- En tanto, en lo referido a la condición operacional que propone la empresa, los análisis realizados muestran que esta resultaría menos eficiente que la indicada por esta Comisión, ya que provoca que la capacidad de transmisión se reduzca en alrededor de 300 MW entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Punta Sierra (pasando de alrededor de 700MW a 400 MW), debido a la aplicación del criterio de seguridad N-1. Además, algo similar ocurre con la capacidad de transferencia entre las subestaciones Punta Colorada y Pan de Azúcar, la que se reduciría en alrededor de 360 MW (pasando de alrededor de 700 MW a 340 MW).</p> <p>En conclusión, esta Comisión decide rechazar la observación presentada y no proponer el proyecto “Aumento de Capacidad de la Línea 2x220 kV Las Palmas - Los Vilos”.</p>
Items	Evaluación económica MIMUS\$																																												
	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5																																								
Costo Sin Proyecto	19.274,3	26.817,5	24.443,6	19.581,7	26.979,3																																								
Costo Con Proyecto	19.251,1	26.762,8	24.400,7	19.555,9	26.928,1																																								
Ahorro de Costos	23,2	54,7	42,9	25,8	51,2																																								
AVI+COMA	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8																																								
Evaluación Económica	9,3	40,7	29,0	11,9	37,2																																								
17-13	Proyectos presentados por Transelec:  “Aumento de Capacidad de la Línea 2x220 kV Pichirropulli - Rahue”.  Tabla 62: proyectos postergados  Página 217.	<p>Transelec propuso el proyecto de aumento de Capacidad de la Línea 2x220 kV Pichirropulli - Rahue, el cual no fue acogido por la CNE bajo el siguiente argumento indicado en la tabla 62 de proyectos rechazados: <i>“de acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos 50% de los escenarios analizados”</i>.</p> <p>Al revisar la base de simulación OSE utilizada y adjuntada en sus anexos, se observa en la planilla “LinDatManOpe_SIC_2019_Base (N-1).csv” que se está considerando la apertura del tramo 2x220 kV Pichirropulli – Rahue desde julio de 2021, manteniendo esta condición hasta el final del horizonte de evaluación tal y como muestra la siguiente figura.</p> <p><b>Ver imagen de la topología 2021-2030 en el Anexo 17.2</b></p> <p>Esta condición topológica fue utilizada como escenario base para todas las evaluaciones económicas realizadas en el ITP. Sin embargo, en ninguna parte del informe existe algún análisis o evaluación que justifique los beneficios de operar de esta forma el sistema de transmisión, por lo que esta condición topológica no tiene sustento que la valide como caso base.</p>	Se solicita incluir el proyecto “Aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Pichirropulli - Rahue” al Plan de Expansión 2019.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, en la que solicita incorporar el proyecto “Aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Pichirropulli - Rahue” al Plan de Expansión 2019, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El proyecto fue evaluado con motivo del ITP de este plan de expansión, no cumpliendo con los requisitos para ser incorporado en el presente plan de expansión.</li> <li>- En función de las distintas actualizaciones realizadas a la base de datos de simulación, en función de las observaciones recibidas, se actualizaron los resultados de la evaluación de la obra, manteniendo la conclusión obtenida en el ITP.</li> <li>- En tanto, en lo referido a la condición operacional que propone la empresa, para efectos de modelar el sistema de transmisión, esta resultaría menos eficiente que la indicada por esta Comisión, puesto que provocaría una reducción de la capacidad de transmisión segura de alrededor de 320 MW entre las subestaciones Pichirropulli y Tineo (pasando de 660 MW a 340 MW), debido a la aplicación del criterio de seguridad N-1.</li> </ul>																																									

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																									
		<p>Por otro lado, Transelec realizó la evaluación económica para justificar la conveniencia del proyecto por Eficiencia Operacional, resultando positiva en más del 50% de los escenarios PELP analizados. Esta evaluación consideró como caso base una topología donde todos los tramos bajo análisis operan cerrados, condición sistémica utilizada a la fecha.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Items</th> <th colspan="5">Evaluación económica MMUS\$</th> </tr> <tr> <th>ESC-1</th> <th>ESC-2</th> <th>ESC-3</th> <th>ESC-4</th> <th>ESC-5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo Sin Proyecto</td> <td>19.274,3</td> <td>26.817,5</td> <td>24.443,6</td> <td>19.581,7</td> <td>26.979,3</td> </tr> <tr> <td>Costo Con Proyecto</td> <td>19.270,1</td> <td>26.801,9</td> <td>24.434,8</td> <td>19.568,8</td> <td>26.961,4</td> </tr> <tr> <td>Ahorro de Costos</td> <td>4,3</td> <td>15,6</td> <td>8,8</td> <td>12,9</td> <td>17,9</td> </tr> <tr> <td>AVI+COMA</td> <td>10,1</td> <td>10,1</td> <td>10,1</td> <td>10,1</td> <td>10,1</td> </tr> <tr> <td>Evaluación Económica</td> <td>-5,6</td> <td>5,8</td> <td>-1,1</td> <td>3,1</td> <td>8,0</td> </tr> </tbody> </table> <p>Evaluación General Promedio <b>2,0</b> *Evaluación realizada desde 2019 a 2039</p> <p>Insistimos en la necesidad de justificar económicamente la conveniencia de utilizar los tramos abiertos de las líneas de transmisión nacionales e incluso verificar si esta condición operacional otorga beneficios económicos para la planificación del sistema en desmedro de la redundancia de seguridad en la zona al utilizar los tramos en operación cerrada para la proyección de largo plazo.</p>	Items	Evaluación económica MMUS\$					ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5	Costo Sin Proyecto	19.274,3	26.817,5	24.443,6	19.581,7	26.979,3	Costo Con Proyecto	19.270,1	26.801,9	24.434,8	19.568,8	26.961,4	Ahorro de Costos	4,3	15,6	8,8	12,9	17,9	AVI+COMA	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	Evaluación Económica	-5,6	5,8	-1,1	3,1	8,0		En conclusión, esta Comisión decide rechazar la observación presentada y no proponer el proyecto “Aumento de Capacidad de la Línea 2x220 kV Pichirropulli - Rahue”.
Items	Evaluación económica MMUS\$																																												
	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5																																								
Costo Sin Proyecto	19.274,3	26.817,5	24.443,6	19.581,7	26.979,3																																								
Costo Con Proyecto	19.270,1	26.801,9	24.434,8	19.568,8	26.961,4																																								
Ahorro de Costos	4,3	15,6	8,8	12,9	17,9																																								
AVI+COMA	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1																																								
Evaluación Económica	-5,6	5,8	-1,1	3,1	8,0																																								
17-14	<p>Proyectos presentados por Transelec:</p> <p>“Nueva Línea 1x23 kV El Salado - Chañaral” y</p> <p>“Ampliación S/E EL Salado”</p> <p>9. Anexo 1: Antecedentes evaluación de otros proyectos</p> <p>Tabla 62: proyectos postergados</p>	<p>Como una alternativa para dar seguridad al abastecimiento de los consumos de El Salado y Chañaral, Transelec presentó dos proyectos al Plan de Expansión 2019. Ambos proyectos fueron rechazados, indicando que no cumplían el objetivo de dar seguridad, puesto que los eventos climáticos que afectan los actuales enlaces 1x23 kV El Salado – Chañaral y 1x110 kV Diego de Almagro – El Salado (particularmente aluviones), también afectarían a las instalaciones propuestas dado la cercanía geográfica y al área de afectación que abarcan los aluviones.</p> <p>Acogemos la argumentación de la CNE, particularmente por el proyecto Ampliación S/E El Salado, donde se promovió el seccionamiento de la línea 110 kV Diego de Almagro – Mantos Verde en S/E El Salado para lograr un doble vínculo desde S/E Diego de Almagro, puesto que efectivamente ambos enlaces tendrían un trazado prácticamente contiguo.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, es importante dar solución a la problemática de seguridad en el abastecimiento de los consumos de El Salado y Chañaral, considerando que ya existe el registro de una falla ocurrida el año 2015, ocasionada por un aluvión en la zona, y que mantuvo sin servicio por más de 120 horas a estas dos localidades. En ese sentido, y dado que el enfoque es un proyecto que entregue redundancia ante la ocurrencia del aluvión, actualmente Transelec está evaluando una solución alternativa a la presentada inicialmente que consiste en una nueva línea 110 kV Caldera – Chañaral cuyo trazado sea contiguo a la de la carretera, tal como se ilustra en la siguiente imagen (trazado referencial), alcanzando una longitud estimada de 90 km.</p>	<p>Se solicita incluir los siguientes proyectos en el Plan de Expansión 2019:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nueva Línea 1x110 kV Caldera – Chañaral, promovida como Obra Nueva.</li> <li>• Ampliación en S/E Chañaral, consistente en la construcción de un nuevo patio de 110 kV y una transformación 110/23 kV, promovida como Obra de Ampliación.</li> <li>• Ampliación en S/E Caldera 110 kV para permitir la conexión de la nueva línea, promovida como Obra de Ampliación.</li> </ul>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, en la que solicita incorporar un conjunto de obras que permitan dar solución al problema de seguridad de abastecimiento a las comunas de El Salado y Chañaral en el presente plan de expansión, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Concordamos con la empresa en lo que respecta a la importancia de dar solución a la problemática de seguridad del abastecimiento de las comunas señaladas.</li> <li>- Sin embargo, lo anterior no es justificación suficiente para incorporar una obra de la magnitud propuesta, sin contar con un análisis adecuado, lo que requiere un espacio de tiempo que excede el periodo de elaboración de este Informe Técnico Final.</li> </ul> <p>Debido a lo anterior, esta Comisión analizará la posibilidad de incorporar la propuesta señalada en la observación, u otra que permita dar solución a la problemática de seguridad en la zona en comento, en la medida en que se cuente con los antecedentes</p>																																									

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Página 218.	<p><b>Ver imagen georreferenciada en el Anexo 17.3</b></p> <p>Adicionalmente a esta línea, la solución debe incluir la ampliación de la actual S/E Chañaral mediante la construcción de un patio de 110 kV y una transformación 110/23 kV, y una ampliación en la S/E Caldera para permitir la conexión de la nueva línea.</p>		suficientes para determinar la pertinencia de su incorporación a un futuro plan de expansión.
17-15	<p>Proyectos presentados por Transelec:</p> <p>“Ampliación S/E Alto Jahuel” y “Ampliación S/E Temuco 66 kV”</p> <p>9. Anexo 1: Antecedentes evaluación de otros proyectos</p> <p>Tabla 62: proyectos postergados</p> <p>Página 218.</p>	<p>Transelec presentó dos proyectos de cambio de interruptores y elementos serie de tres paños en la S/E Alto Jahuel 220 kV y un paño en la S/E Temuco 66 kV. Estos proyectos se justifican debido al alto nivel de cortocircuito que se proyecta para ambas subestaciones, pero no fueron incorporados en el Plan.</p> <p>Al respecto queremos hacer notar lo siguiente.</p> <p>En primer lugar, la definición de obra de ampliación establecida en la Ley señala lo siguiente:</p> <p><i>“Son obras de ampliación aquellas que <u>aumentan la capacidad o la seguridad</u> y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes”</i></p> <p>En ese sentido los proyectos promovidos son atribuibles a una obra de ampliación, ya que buscan <u>aumentar la capacidad de ruptura</u>, para el caso de interruptores, y la capacidad de soportar cortocircuito para los elementos serie. Además, esta obra permite aumentar la seguridad, puesto que de no ejecutarla los equipos no podrán operar de forma correcta para aislar una falla, y por tanto esta se propagaría al resto de las instalaciones.</p> <p>Ahora bien, el argumento para desestimar estos proyectos fue el párrafo siguiente a la definición de obras nuevas y de ampliación, el cual señala lo siguiente</p> <p><i>“No corresponderán a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente”</i></p> <p>El objetivo de estos proyectos no es mantener el desempeño de las instalaciones existentes, sino que mejorarlo conforme al desarrollo del sistema. Lo anterior, debido a que se trata de interruptores cuyo uso fue diseñado para un determinado nivel de cortocircuito, pero que serán reemplazados por unos de mayor capacidad, por lo que se está mejorando el desempeño y no manteniéndolo. En este caso, una obra que mantendría el desempeño sería el reemplazo de los interruptores por unos de iguales características técnicas, debido a fallas en su operación u otros motivos.</p>	<p>Se solicita incorporar los proyectos “Ampliación S/E Alto Jahuel” y “Ampliación S/E Temuco 66 kV” al Plan de Expansión 2019 como obras de ampliación asignadas a Transelec.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, en la que solicita incorporar los proyectos “Ampliación S/E Alto Jahuel” y “Ampliación S/E Temuco 66 kV” en el presente plan de expansión, se indica lo siguiente:</p> <p>- En relación a las instalaciones del sistema de transmisión, y las exigencias a las que se encuentran sujetos, el literal c) del artículo 3-3 de la NTSyCS vigente indica lo siguiente: "c) Deberán soportar al menos el máximo nivel de corriente de cortocircuito existente en cada punto del SI. Las condiciones y la forma en que se calcule el máximo nivel de corriente de cortocircuito se establecen en el Anexo Técnico "Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito".</p> <p>En función de lo anterior, a juicio de esta Comisión, lo propuesto por Transelec no constituye una obra de ampliación de acuerdo a la definición establecida en el artículo 89° de la Ley, siendo la empresa la encargada de cumplir con el desempeño requerido por la normativa técnica vigente aplicable a las instalaciones de su propiedad.</p> <p>Dado lo anterior, se rechaza la observación de la empresa.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta																																										
		<p>Una obra de ampliación análoga al cambio de interruptores es el repotenciamiento de una línea de transmisión. En primer lugar, en ambos casos las ampliaciones se gatillan por el desarrollo del sistema en términos del crecimiento de la demanda y/o de la incorporación de nuevos proyectos generación. En el caso de la línea, si las proyecciones de los flujos esperados superan la capacidad de transporte o generan congestiones en el sistema, entonces se gatilla una obra donde se modifica la línea de transmisión, ya sea a través de una mayor distancia del conductor respecto al suelo o el cambio del conductor en todo el tramo, de forma de aumentar la capacidad de transmisión. El caso de los interruptores es similar, ya que el proyecto también realiza un cambio por un equipo de mejores características, y aunque difiere en el aspecto que se evalúa (capacidad de ruptura en vez de la de transporte), es claro que en ambos casos los proyectos buscan aumentar la capacidad, tal y como se define en la Ley una obra de ampliación.</p>																																												
17-16	<p>10.1.19 Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y seccionamiento en S/E Hualqui”</p> <p>10.1.19.4.2 Subestación Charrúa.</p> <p>Tabla 96</p> <p>Suministro y Montaje de Materiales Eléctricos</p> <p>Página 294.</p>	<p>El proyecto promovido consiste en el tendido del segundo circuito de la actual línea 220 kV Charrúa – Lagunillas y el seccionamiento del mismo en la futura S/E Hualqui.</p> <p>En la tabla 96 (página 294 del informe), donde se detallan los aspectos técnicos de la conexión de este segundo tendido en la S/E Charrúa, se especifica un interruptor de poder de 40 kA de capacidad de ruptura. Al respecto cabe señalar que los niveles de “cortocircuito operacional” en el patio de 220 kV de la subestación Charrúa superan los 40 kA. Es más, el nivel de cortocircuito de la S/E Charrúa, calculado mediante la metodología del Anexo Técnico, actualmente está en torno a los 55 kA. La tabla siguiente resume la proyección del nivel de cortocircuito de la S/E Charrúa para el período 2019-2030.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="14">Nivel de cortocircuito máximo anual (kA)</th> </tr> <tr> <th>S/E Charrua</th> <th>2019</th> <th>2020</th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> <th>2029</th> <th>2030</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Barra 220 kV</td> <td>55,9</td> <td>56,2</td> <td>57,3</td> <td>57,9</td> <td>59,0</td> <td>59,0</td> <td>59,0</td> <td>59,7</td> <td>59,7</td> <td>59,8</td> <td>59,8</td> <td>59,9</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>A mayor abundamiento, es relevante recordar que el Plan de Expansión 2014-2015, promovido mediante Decreto Exento N°158/2015, incorporó proyectos para reemplazos de interruptores en esta subestación por equipos de 63 kA. Por lo tanto, consideramos que la tabla 96 debe especificar que la capacidad de ruptura del interruptor, y todos sus equipos serie, debe ser de 63 kA.</p>	Nivel de cortocircuito máximo anual (kA)														S/E Charrua	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		Barra 220 kV	55,9	56,2	57,3	57,9	59,0	59,0	59,0	59,7	59,7	59,8	59,8	59,9		<p>Se solicita modificar la especificación técnica del interruptor y elementos serie del segundo circuito de la línea 220 kV Charrúa – Lagunillas en el extremo de S/E Charrúa y considerar equipos de 63 kA.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Ver respuesta a observación 17-6.</p>
Nivel de cortocircuito máximo anual (kA)																																														
S/E Charrua	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																																		
Barra 220 kV	55,9	56,2	57,3	57,9	59,0	59,0	59,0	59,7	59,7	59,8	59,8	59,9																																		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
17-17	<p>10.1.25 Ampliación en S/E Chiloé y tendido segundo circuito línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé</p> <p>10.1.25.2 Instalaciones a realizar</p> <p>Página 309.</p>	<p>De acuerdo a lo indicado en la figura 101 de la página 309 del ITP, el proyecto considera que la conexión del segundo circuito de la línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé en S/E Nueva Ancud se realizará por el lado oriente de la subestación. Al respecto, queremos hacer notar que la llegada de este nuevo circuito es por el lado poniente de la S/E Nueva Ancud, y que en el lado oriente se está proyectando la conexión del Parque Eólico Ancud por lo que debiesen modificarse los alcances técnicos del proyecto.</p>	<p>Se solicita modificar la ubicación de la conexión del nuevo circuito de la línea 2x220 kV Chiloé – Nueva Ancud en la S/E Nueva Ancud y considerarla en el lado poniente.</p>	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la ubicación propuesta para la conexión del segundo circuito de la línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé, esta Comisión señala que la propuesta es sólo referencial, por lo que si la subestación dispone de otros espacios para materializar la conexión del segundo circuito, será responsabilidad del adjudicatario de la obra.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificación en la descripción de la obra "Ampliación en S/E Chiloé y tendido segundo circuito línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé " en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
17-18	<p>Operación de la Línea Quillota Nogales 220 kV en la base OSE.</p> <p>Observación general respecto la Modelación en OSE2000</p>	<p>Como topología base para las evaluaciones económicas se está considerando la que la línea 220 kV Quillota – Nogales opera abierta durante todo el horizonte de análisis (periodo 2019-2039), modelándola fuera de servicio en el software OSE2000.</p> <p>Al respecto cabe indicar que actualmente la línea 2x220 kV Quillota – Nogales se encuentra en operación normal cerrada, y no se ha definido su desconexión por parte del Coordinador Eléctrico Nacional. En ese sentido, es necesario que para poder justificar este supuesto operacional se presenten los argumentos y análisis sistémicos y económicos que den cuenta de su conveniencia respecto de la condición de operación cerrada de la línea, sobre todo si esta topología será la base para todas las evaluaciones económicas de los proyectos analizados.</p> <p>Como antecedente adicional, cabe señalar que en el Informe de Diagnóstico de Uso Esperado del Sistema de Transmisión, el cual analiza los flujos proyectados para el horizonte 2020-2040 y que constituye la etapa previa a la propuesta para el Plan de Expansión 2020, el Coordinador Eléctrico Nacional considera que la línea 220 kV Quillota – Nogales opera en servicio durante todo el periodo de evaluación, dado que con la incorporación del sistema de 500 kV entre Pan de Azúcar – Polpaico no sería necesario su repotenciamiento por el momento.</p> <p>A continuación, se adjunta los flujos esperados en el Informe Diagnostico del Coordinador para uno de los escenarios modelados, donde se puede apreciar la operación de este tramo durante todo el periodo y en criterio N producto de la redundancia de sistemas en paralelo existentes en la zona de Quillota.</p>	<p>Se solicita justificar económicamente la conveniencia de operar abierta la línea 220 kV Quillota – Nogales para todo el período de evaluación.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, en la que solicita justificar económicamente la conveniencia de operar abierta la línea 220 kV Quillota – Nogales para todo el período de evaluación, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La condición operacional que propone la empresa es menos eficiente que la indicada por esta Comisión, ya que modifica el límite de transmisión segura entre las subestaciones Nogales y Polpaico en alrededor de 1000 MW (pasando de 1500 MW a 430 MW).</li> <li>- Además, lo propuesto por la empresa provocaría un incumplimiento a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente, la cual señala en el artículo 5-5 que "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".</li> </ul> <p>En conclusión, esta Comisión decide no acoger la observación presentada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p style="text-align: center;"><b>Quillota220-&gt;Nogales220</b></p>  <p style="text-align: center;"><b>Figura 6.3.171. Utilización esperada línea Quillota - Nogales 220 kV. Escenario A.</b></p> <p>Para mayor información se adjunta el Anexo III de uso esperado del sistema de transmisión publicado en diciembre de 2019 y la página de resultados de flujos para los escenarios analizados.</p> <p>Anexo:  <a href="https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/12/Anexo-III-Uso-esperado-del-Sistema-de-Transmisi%C3%B3n.pdf">https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/12/Anexo-III-Uso-esperado-del-Sistema-de-Transmisi%C3%B3n.pdf</a>, página 42/96</p>		
17-19	<p>Observación General</p> <p>Modelación OSE2000 para evaluación económica</p>	<p>Al revisar la modelación de OSE2000 se observa que se están realizando aperturas de líneas pertenecientes al segmento nacional. Algunas de estas aperturas se realizan desde el comienzo de las simulaciones, y otras en el mediano plazo, pero en ambos casos se mantienen hasta el final del periodo de evaluación. Lo más crítico es que esta topología de operación se utiliza como caso base para realizar las evaluaciones económicas de los proyectos candidatos a ser promovidos en el plan de expansión.</p> <p>Es sumamente necesario que se justifique sistémica y económicamente la decisión de realizar aperturas de líneas, más aún si esta decisión será utilizada como base para todas las simulaciones y análisis. Para ello debiese analizarse caso a caso cada uno de los tramos en cuestión y comparar los casos de mantener el tramo cerrado y operando a su límite término, o considerar su apertura. Esta evaluación debiese realizarse no sólo a nivel económico, sino que incluir todos los lineamientos indicados en la ley para efectos de la planificación, tales como la seguridad, robustez y holgura. En ese sentido nos parece que la decisión de simular la apertura de tramos utilizada en este ITP, además</p>	<p>Se solicita incorporar una justificación sistémica y económica de la apertura de las líneas de 220 kV en la modelación de OSE2000.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, en la cual se solicita incorporar una justificación sistémica y económica de la apertura de las líneas de 220 kV en la modelación de OSE2000, se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los análisis que llevan a considerar condiciones de operación particulares para ciertos tramos del sistema se realizan en función de los resultados obtenidos en la etapa de diagnóstico del uso del sistema de transmisión, y se mantienen en permanente revisión durante el proceso de elaboración del plan de expansión.</li> <li>- En este sentido, en caso de que se detecte que esta Comisión ha adoptado un criterio que resulta ineficiente para el sistema, o que podría conducir a conclusiones erróneas o distorsionadas, los</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		de no tener una justificación explícita en el informe, se basa netamente en criterios económicos de congestiones en el sistema, pero no analiza la conveniencia que tiene una operación enmallada del sistema.		<p>participantes tienen la posibilidad de indicarlo en esta instancia de observaciones.</p> <p>- Por otra parte, los beneficios de una operación enmallada en relación con una condición que implique menores grados de redundancia es tal siempre y cuando las distribuciones de flujos de potencia sean coherentes con las capacidades de transmisión asociadas a los distintos tramos de transporte, pudiendo muchas veces resultar en ineficiencias que sí entregan resultados ilógicos, tal como es el caso de la obtención de costos marginales negativos, por dar un ejemplo típico de este fenómeno.</p> <p>Finalmente, esta Comisión procurará entregar antecedentes respecto a las consideraciones utilizadas para efectos de simular la operación futura del sistema, tal como lo indicado en las respuestas a las observaciones 17-12 y 17-18.</p>

18 ENEL

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
18-1	1.- Obra "Ampliación en S/E Cumbre".	Le solicitamos descartar la obra de ampliación "Ampliación en S/E Cumbre", en atención a la solicitud de obra urgente ingresada el día 10 de enero de 2020 por Diego de Almagro Transmisora S.A., según consta en carta CE-002-2020-DATE, la que incluye en los mismos términos la obra de ampliación antes mencionada.	Descartar la obra "Ampliación en S/E Cumbre" de la lista de obras propuestas en todo el documento, o bien reemplazarla por la obra de ampliación propuesta por Enel correspondiente a la instalación del tercer grupo de autotransformadores en la S/E Cumbre.	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a la consideración de la obra presentada mediante el artículo 102° de la LGSE en S/E Cumbre, esta Comisión concuerda con lo solicitado e incluirá en la definición de la obra una condición que permita la ejecución de la obra propuesta en el presente plan de expansión o la obra urgente, según corresponda.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la definición de la obra "Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
18-2	2.- Obra "Ampliación en S/E Illapa".	Le solicitamos modificar la obra de ampliación "Ampliación en S/E Illapa", en atención a la solicitud de obra urgente ingresada el día 10 de enero de 2020 por Diego de Almagro Transmisora S.A., según consta en carta CE-002-2020-DATE, la que incluye la ampliación de las barras de 220 kV e instalaciones comunes hacia el oeste que sean necesarias para habilitar una nueva diagonal.	Modificar la obra "Ampliación en S/E Illapa" reduciendo la cantidad de diagonales a habilitar por la obra propuesta, de tres a dos diagonales.	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a la consideración de la obra presentada mediante el artículo 102° de la LGSE en S/E Illapa, esta Comisión concuerda con lo solicitado e incluirá en la definición de la obra una condición que permita la ejecución de la obra propuesta en el presente plan de expansión y la obra urgente presentada, según corresponda.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la definición de la obra "Ampliación en S/E Illapa 220 kV (IM)" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
18-3	3.-Tabla 1 y numeral 10.1.10.	Sin perjuicio de la observación N°1 antes indicada, el propietario a quien le correspondería la obra de ampliación N°10 "Ampliación en S/E Cumbre" es Diego de Almagro Transmisora Energía S.A. (DATE) y no Transmisora Eléctrica del Norte S.A., debido a que el total de las instalaciones afectadas por la obra de ampliación propuesta es de propiedad de DATE.	Aclarar a que la propiedad de las instalaciones de transmisión intervenidas por la obra de ampliación planteada es DATE y quien es por ende el titular y propietario de la obra "Ampliación en S/E Cumbre".	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a la propiedad de la obra "Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)", esta Comisión concuerda con lo solicitado, por lo que se realizará la modificación respectiva. Sin perjuicio de lo anterior, cabe destacar que adicionalmente, la obra se separará en dos proyectos correspondientes a la ampliación de la barra en 500 kV en S/E Cumbre y a la instalación del segundo banco de autotransformadores 500/220 kV, cuyas instalaciones intervenidas son de distintos propietarios.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará las modificaciones respectivas en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
18-4	4.- Obra "Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal".	Se solicita reducir el plazo de ejecución otorgado para la obra "Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal", en atención a que dicha obra se justifica principalmente por los proyectos de generación de la zona que ya han realizado su declaración en construcción y a que los plazos regulares para la ejecución de obras de reemplazo de conductores de líneas de transmisión en el norte del país, hasta el momento no han superado los 24 meses. Se indica como referencia la obra de "Aumento de Capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro", a la cual le fue otorgada un plazo de ejecución de 18 meses o asimismo el plazo de ejecución de 24	Reducir el plazo de ejecución de la obra "Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal" de 36 meses a 18 meses.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a la reducción del plazo constructivo de la obra "Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal", esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, toda vez que el aumento de capacidad propuesto en el presente plan de expansión requiere de una secuencia constructiva especial y de coordinación con otras obras de expansión propuestas y que se encuentran en construcción. Adicionalmente, la empresa no entrega mayores antecedentes que permitan estimar un plazo constructivo menor al propuesto por esta Comisión.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, no se acoge la observación planteada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		meses otorgado a la obra de Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo”. Es importante destacar además que el corredor del sistema de transmisión en cuestión cuenta con redundancias que permiten agilizar los eventuales permisos de desconexión que se requerirán para su ejecución.		
18-5	5.- Obra “Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra”.	Se solicita reducir el plazo de ejecución otorgado para la obra “Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra”, en atención a que dicha obra se justifica principalmente por los proyectos de generación de la zona que ya han realizado su declaración en construcción y a que los plazos regulares para la ejecución de obras de reemplazo de conductores de líneas de transmisión en el norte del país, hasta el momento no han superado los 24 meses. Se indica como referencia la obra de “Aumento de Capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro”, a la cual le fue otorgada un plazo de ejecución de 18 meses o asimismo el plazo de ejecución de 24 meses otorgado a la obra de Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo”. Es importante destacar además que el corredor del sistema de transmisión en cuestión, a la fecha estimada de inicio de ejecución, contará con redundancias que permitirán agilizar los eventuales permisos de desconexión que se requerirán para su ejecución.	Reducir el plazo de ejecución de la obra “Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra” de 30 meses a 18 meses.	<b>No se acoge la observación.</b>  Respecto a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a la reducción del plazo constructivo de la obra “Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra”, esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, toda vez que el aumento de capacidad propuesto en el presente plan de expansión requiere de una secuencia constructiva especial y de coordinación con otras obras de expansión propuestas y que se encuentran en construcción. Adicionalmente, la empresa no entrega mayores antecedentes que permitan estimar un plazo constructivo menor al propuesto por esta Comisión.  Conforme lo expresado anteriormente, no se acoge la observación planteada.
18-6	6.- Obra “Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco”.	Se solicita reducir el plazo de ejecución otorgado para la obra “Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco”, en atención a que dicha obra se justifica principalmente por los proyectos de generación de la zona que ya han realizado su declaración en construcción y a que los plazos podrían ser más acotados teniendo en cuenta que la línea de transmisión en cuestión es de simple circuito y a que dicho corredor posee redundancias que permitirán agilizar los permisos de desconexión que se requerirán para su ejecución.	Reducir el plazo de ejecución de la obra “Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco” de 36 meses a 30 meses.	<b>No se acoge la observación.</b>  Respecto a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a la reducción del plazo constructivo de la obra “Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco”, esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, toda vez que el aumento de capacidad propuesto en el presente plan de expansión requiere de una secuencia constructiva especial y de coordinación con otras obras de expansión propuestas y que se encuentran en construcción. Adicionalmente, la empresa no entrega mayores antecedentes que permitan estimar un plazo constructivo menor al propuesto por esta Comisión.  Conforme lo expresado anteriormente, no se acoge la observación planteada.
18-7	7.- Tabla 62, obra N°63, obra “Nueva Centinela 2x500 kV entre S/E Kimal y S/E Centinela y nuevo banco de autotransformadores 1x750 MVA 500/220/66	De acuerdo con el anexo “Evaluación Económica General TxN – ITP” del informe observado, se estiman beneficios significativos por la ejecución de las obras incluidas en la propuesta “Nueva Centinela 2x500 kV entre S/E Kimal y S/E Centinela y nuevo banco de autotransformadores 1x750 MVA 500/220/66 kV en S/E Nueva Centinela”. Por otro lado, las obras “aumento de capacidad 2x220 kV Kimal - Encuentro” y “aumento de	Incluir en la obra “Nueva Centinela 2x500 kV entre S/E Kimal y S/E Centinela y nuevo banco de autotransformadores 1x750 MVA 500/220/66 kV en S/E Nueva Centinela” en el listado de obras de transmisión propuestas en el informe, en atención a los beneficios técnicos y económicos de la misma. Cabe destacar que,	<b>No se acoge la observación.</b>  Respecto a la observación presentada por la empresa Enel, en la que se solicita la incorporación de la obra “Nueva Centinela 2x500 kV entre S/E Kimal y S/E Centinela y nuevo banco de autotransformadores 1x750 MVA 500/220/66 kV en S/E Nueva Centinela” en el presente plan de expansión, cabe señalar que la evaluación económica del proyecto, realizada con motivo del ITF, la que incluye una actualización de la base de datos de simulación en función de las

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	kV en S/E Nueva Centinela”.	capacidad 1x110 kV Laberinto – El Cobre” no serían comparables por encontrarse en ubicaciones geográficas completamente distintas y que tienen por ende impactos distintos del punto de vista sistémico. En opinión de Enel, la obra Nueva Centinela 500 kV es técnicamente superior a las obras antes mencionadas.	reforzando la necesidad de la obra, se espera que durante el segundo semestre del 2020, Enel declare en construcción su proyecto Sierra Gorda Solar de una potencia estimada de 400 MW.	observaciones recibidas, no presentó beneficios netos positivos en ninguno de los EGPT, de modo que no cumple con los requisitos para ser incorporado en el presente plan de expansión. Dado lo anterior, no se acoge la observación de la empresa.
18-8	8.- 6.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción 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° 227 de la Comisión, de 22 de marzo de 2019, las que se singularizan en la misma resolución.	La resolución utilizada no considera importantes proyectos ERNC que fueron declarados en construcción durante el año 2019 y que pueden influir en la evaluación de las obras analizadas en el informe.	Se propone utilizar la Resolución Exenta 783 de la Comisión, con fecha 18 de diciembre de 2019.	<b>No se acoge la observación.</b>  Respecto a la observación presentada por la empresa Enel, en la que propone utilizar la Resolución Exenta N°783/2019, como referencia para definir aquellos proyectos de generación o transmisión que se encuentren en construcción, se indica lo siguiente: - El artículo 13 de la RE 711 establece que la Comisión debe utilizar la información y antecedentes que estén disponibles al momento del inicio del proceso de planificación, señalándose en el mismo artículo que se entiende que el proceso se inicia con la entrega por parte del Coordinador de si propuesta de expansión. Debido a lo anterior, la Comisión considera la resolución que declara proyectos en construcción más reciente respecto de la fecha de inicio del proceso de planificación. Por lo anterior, esta Comisión no acoge la observación planteada por Enel, manteniendo como referencia para determinar los proyectos en construcción la Resolución Exenta N° 227 de marzo del año 2019.
18-9	9.- 6.3.4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN Es importante señalar que en el IAA 2019, dentro del factor “disposición social de proyectos”, se incluyeron los compromisos asociados al Plan de Descarbonización Energética “Energía Zero Carbón”2, el cual contempla el retiro inicial de ocho unidades generadoras a carbón al año 2024 (1.047 MW), el cese total de la generación eléctrica en	Si bien, el gobierno dio a conocer en junio de 2019 el Plan de Descarbonización de la Matriz Eléctrica. Durante diciembre de 2019, en el marco de la COP25, se amplió el alcance de este acuerdo adelantando el retiro de 4 centrales: CTM1, CTM2, Ventanas 1 y Ventanas 2.  Referencia: <a href="https://www.gob.cl/noticias/en-el-marco-de-la-cop25-ministro-de-energia-anuncio-el-cierre-adelantado-de-centrales-de-generacion-carbon/">https://www.gob.cl/noticias/en-el-marco-de-la-cop25-ministro-de-energia-anuncio-el-cierre-adelantado-de-centrales-de-generacion-carbon/</a>	Se propone actualizar las centrales y sus fechas de salida de acuerdo a la última información disponible.	<b>No se acoge la observación.</b>  Respecto a la observación presentada por la empresa Enel, en la que propone actualizar las centrales a carbón del parque existente, y sus fechas de retiro, de acuerdo a la última información disponible, esta Comisión se remite a lo señalado en la respuesta a la observación 18-8, en cuanto los antecedentes que se utilizan para el proceso anual de planificación, son aquellos que están disponibles a la fecha de inicio de éste. Lo anterior se justifica en la medida que, actualizar los antecedentes durante el desarrollo del proceso implicaría, en ciertos casos, como ocurría en caso de acogerse lo observado, una actualización mayor en la conformación de los EGPT, lo que hace inviable el adecuado desarrollo del proceso. Dado lo anterior, esta Comisión no acoge la observación planteada por Enel.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	base a carbón al año 2040 y la carbono neutralidad al año 2050.			
18-10	1.- Obras no consideradas en el plan anual 2019 por la Comisión Nacional de Energía.	De acuerdo con el anexo "Evaluación Económica General TxN – ITP" del informe observado, se estiman beneficios significativos por la ejecución de las obras incluidas en la propuesta "Nueva Centinela 2x500 kV entre S/E Kimal y S/E Centinela y nuevo banco de autotransformadores 1x750 MVA 500/220/66 kV en S/E Nueva Centinela". Por otro lado, las obras "aumento de capacidad 2x220 kV Kimal - Encuentro" y "aumento de capacidad 1x110 kV Laberinto – El Cobre" no serían comparables por encontrarse en ubicaciones geográficas completamente distintas y que tienen por ende impactos distintos del punto de vista sistémico. En opinión de Enel, la obra Nueva Centinela 500 kV es técnicamente superior a las obras antes mencionadas.	Incluir en la obra "Nueva Centinela 2x500 kV entre S/E Kimal y S/E Centinela y nuevo banco de autotransformadores 1x750 MVA 500/220/66 kV en S/E Nueva Centinela" en el listado de obras de transmisión propuestas en el informe, en atención a los beneficios técnicos y económicos de la misma. Cabe destacar que, reforzando la necesidad de la obra, se espera que durante el segundo semestre del 2020, Enel declare en construcción su proyecto Sierra Gorda Solar de una potencia estimada de 400 MW.	<b>No se acoge la observación.</b>  Revisar respuesta a observación 18-7.
18-11	2.- La existencia de futuras Interconexiones Eléctricas Internacionales dentro de los próximos 20 años no se incluye en ninguno de los escenarios presentados en el informe.	El Coordinador incluyó un capítulo en el que hace referencia al Proyecto de Interconexión Internacional de Interés Privado Los Cóndores - Río Diamante entre Chile y Argentina, en su Informe Complementario a su Propuesta de Expansión de la Transmisión al Sistema Eléctrico Nacional 2019 del mes de mayo. Si bien este proyecto aún no está declarado en Construcción, debería ser considerado en alguno de los escenarios evaluados, dada su envergadura y potencial impacto en los sistemas de transmisión.	Se solicita que se incluya el desarrollo de interconexiones internacionales en el análisis de escenarios la sección 6.3.4 del Informe, en particular la interconexión mencionada por el Coordinador Los Cóndores - Río Diamante	<b>No se acoge la observación.</b>  Respecto a la observación presentada por la empresa Enel, en la que solicita incluir el potencial desarrollo de interconexiones internacionales en el análisis de los EGPT, cabe señalar, en consistencia con lo ya señalado en las respuestas a las observaciones 18-8 y 18-9, que introducir una modificación de esta magnitud y características, en la conformación de los EGPT significaría esencialmente rehacer todo el ejercicio de planificación, escapando del alcance de lo atendible en una etapa de observaciones, además de estar fuera de lo regulado en la RE 711.

# 19 TRANCHILE CHARRÚA TRANSMISIÓN

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
19-1	Numeral 3.1, tabla 1, proyecto 20, del Informe Técnico Preliminar	En la tabla que detalla las obras de ampliación del sistema de transmisión nacional, en el proyecto número 20 "Aumento de capacidad Línea 1x220kV Charrúa - Temuco" es designado como Propietario a Transchile Charrúa Transmisión.	Se solicita confirmar si la línea de transmisión objeto del proyecto es la línea 2x220kV Charrúa - Mulchén propiedad de mi representada, o se trata de un error en la asignación del Propietario.	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Transchile Charrúa Transmisión, asociada a la propiedad de la obra "Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco", esta Comisión señala que la propiedad de la instalación a ampliar corresponde a Transelec S.A..</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en el propietario de la Tabla 1 asociada a la obra "Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
19-2	Numeral 3.1, tabla 1, proyecto 14 y Numeral 3.1.14, del Informe Técnico Preliminar	En la tabla que detalla las obras de ampliación del sistema de transmisión nacional, en el proyecto número 14 "Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220kV Pan de Azúcar - La Cebada" es designado como Propietario a Parque Eólico Arrayán.	Se propone designar como Propietario de la mencionada obra de ampliación a la empresa Centella Transmisión S.A., propietaria de la línea a ser seccionada Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Nueva los Pelambres. Lo anterior, dado que de la revisión del alcance del proyecto se concluye que las principales obras involucran cambios en esta instalación.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Respecto a la observación presentada por la empresa Transchile Charrúa Transmisión, asociada a la propiedad asignada a la obra "Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220kV Pan de Azúcar - La Cebada", esta Comisión señala que la asignación de la propiedad se otorga en función del objetivo y las características de la obra, eficiencia económica en la licitación y adjudicación de la obra y de los aspectos de coordinación para la construcción 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 2019 en lo que se refiere a la materia observada.</p>

# 20 MAINSTREAM RP

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
20-1	3.1.14	En la última línea del primer párrafo, aparece línea 2x220 kV Pan de Azúcar - Punta La Cebada, debería decir línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada.	Corregir el nombre de la línea.	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Mainstream RP, asociada a la descripción de la 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", esta Comisión concuerda con lo solicitado en términos de corregir el nombre de la línea a que se hace referencia en el primer párrafo de la descripción de la obra señalada.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la 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" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
20-2	S/E Hualqui 220 kV	En el Informe Técnico Preliminar se incluye el tendido del segundo circuito de la línea de 220 kV Lagunillas – Charrúa y el seccionamiento del mencionado circuito en la S/E Hualqui, además han ingresado 3 solicitudes de Acceso Abierto al Coordinador de proyectos eólicos que se conectarán en esta subestación (de los cuales sólo uno tenía espacio disponible para que se conecte, los otros dos fueron rechazados por falta de espacio en la barra).	Se recomienda ampliar la S/E Hualqui 220 kV en al menos dos diagonales adicionales para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación que se están desarrollando en la zona.	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Mainstream RP, asociada a la ampliación de la S/E Hualqui para proyectos de generación en la zona, esta Comisión señala que la ampliación de las barras para la conexión de nuevos proyectos de generación se puede realizar mediante obra urgente (artículo 102 ° LGSE), pudiendo llegar en plazos más acotados que por la vía de la planificación centralizada.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.</p>
20-3	S/E Algarrobal 220 kV	Actualmente existen 5 solicitudes de Acceso Abierto al Coordinador, de las cuales cuatro fueron declaradas admisibles, y una rechazada por falta de espacio en la barra.	Se recomienda ampliar las barras de la S/E Algarrobal en, al menos, una diagonal para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación que se están desarrollando en la zona.	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Mainstream RP, asociada a la ampliación de la S/E Algarrobal para proyectos de generación en la zona, esta Comisión señala que la ampliación de las barras para la conexión de nuevos proyectos de generación se puede realizar mediante obra urgente (artículo 102 ° LGSE), pudiendo llegar en plazos más acotados que por la vía de la planificación centralizada.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.</p>
20-4	Línea Algarrobal - Maitencillo	Si se desarrollan los proyectos que se encuentra en proceso de Acceso Abierto del Coordinador, se identifican congestiones en la línea Algarrobal - Maitencillo.	En complemento a la obra anterior, se recomienda incluir un cambio de conductor de las líneas ubicadas entre las subestaciones Algarrobal y Maitencillo, por un conductor de alta temperatura, que tenga una capacidad de al menos 500 MVA a 35 °C con sol	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Mainstream RP, asociada a la solicitud de incorporar una obra que considere un aumento de capacidad de la línea entre las subestaciones Algarrobal y Maitencillo, fundamentado en la conexión de proyectos de generación en la zona, esta Comisión señala que el análisis de una propuesta de esta envergadura, la cual no fue presentada en la instancia formal correspondiente, excede el alcance de lo atendible en esta etapa del proceso, de modo que no se acoge la solicitud efectuada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
20-5	S/E Nogales 220 kV	En la zona donde se ubica la S/E Nogales se están desarrollando proyectos de generación, además, en esta subestación confluyen 8 líneas de 220 kV, por lo que si hay capacidad para evacuar la energía generada, pero no tiene las barras extendidas para permitir la conexión de nuevos proyectos. Particularmente estamos desarrollando un proyecto con una potencia cercana a los 300 MW, el cual tiene fecha de COD Q3-2023, y tenemos considerado que se conecte en la S/E Nogales. Esta obra ya fue propuesta al Departamento de Planificación del Coordinador.	Se recomienda ampliar la S/E Nogales 220 kV en, al menos, una diagonal para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación que se están desarrollando en la zona	<p><b>No se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Mainstream RP, asociada a la ampliación de la S/E Nogales para proyectos de generación en la zona, esta Comisión señala que la ampliación de las barras para la conexión de nuevos proyectos de generación se puede realizar mediante obra urgente (artículo 102 ° LGSE), pudiendo llegar en plazos más acotados que por la vía de la planificación centralizada.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2019 en lo que se refiere a la materia observada.</p>

21 CMPC

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta										
21-1	<p>3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA</p> <p>3.2.1.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto</p> <p>El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra nueva del Sistema de Transmisión Nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.</p> <p>El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicado.</p> <p>Tabla 4: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Instalación</th> <th>Propietario</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico</td> <td>CMPC Celulosa</td> </tr> </tbody> </table>	Instalación	Propietario	Línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico	CMPC Celulosa	<p>Las obras nuevas correspondientes a la S/E La Invernada implica que la línea 1x220 kV La Esperanza-Celulosa Pacífico de CMPC Celulosa cambiará su calificación de Dedicada a Nacional/Zonal. En consecuencia, para dar cumplimiento a la NTSyCS se deben realizar inversiones en la subestación Dedicada CMPC Pacífico la cual no se individualiza en las instalaciones modificadas de la tabla 4, pag 40. Si no se interviene quedará en tap-off y con ello no cumplirá con la finalidad de seguridad y suficiencia buscada por las nuevas instalaciones (S/E Epuleufu).</p> <p>En virtud de lo señalado en el Artículo N°87 de la Ley, se solicita indicar que los eventuales costos que deberán incurrir para adecuar sus instalaciones, producto de las nuevas obras decretadas, se encuentran incluidas en el Valor de Inversión establecido, o en caso contrario se solicita confirmar que esta compañía no deberá incurrir en gasto alguno.</p>	<p><b>3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA</b></p> <p><b>3.2.1.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto (pag 40)</b></p> <p>El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra nueva del Sistema de Transmisión Nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.</p> <p><i>El proyecto interviene las instalaciones del sistema de transmisión dedicado individualizadas en la tabla 4. Los costos incurridos para adecuar dichas instalaciones, producto de las nuevas obras decretadas, se encuentran incluidas en el Valor de Inversión establecido en la tabla 3 de la pagina 38.</i></p> <p>Tabla 4: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Instalación</th> <th>Propietario</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Línea 1x220 kV La Esperanza-Celulosa Pacífico</td> <td>CMPC Celulosa</td> </tr> <tr> <td>Subestación Celulosa Pacífico</td> <td>CMPC Celulosa</td> </tr> </tbody> </table>	Instalación	Propietario	Línea 1x220 kV La Esperanza-Celulosa Pacífico	CMPC Celulosa	Subestación Celulosa Pacífico	CMPC Celulosa	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CMPC, asociada a la adecuación de la subestación Celulosa Pacífico para recibir la conexión de la línea 1x220 kV Invernada – Celulosa Pacífico, esta Comisión concuerda con lo solicitado e incluirá las obras necesarias para mantener el nivel de seguridad que requiere las obras de expansión propuestas.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p>
Instalación	Propietario													
Línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico	CMPC Celulosa													
Instalación	Propietario													
Línea 1x220 kV La Esperanza-Celulosa Pacífico	CMPC Celulosa													
Subestación Celulosa Pacífico	CMPC Celulosa													
21-2	<p>3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA</p> <p>3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra</p> <p>La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 23 km de la S/E Mulchén siguiendo el tendido de la línea 1x220 kV Duqueco-Los Peumos, dentro de 2 kilómetros desde dicho punto.</p>	<p>En el Informe Técnico Preliminar se establece que la S/E La Invernada se debe ubicar dentro de un radio de 2 km respecto a la actual S/E La Esperanza. Esta zona presenta los siguientes inconvenientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Se observa una alta densidad de casas, que corresponderían a comunidades de pueblos originarios.</li> <li>– La alta densidad de casas, tanto dentro del radio definido por la CNE como en sus alrededores (Principalmente al norte y al oriente), dificultarán el futuro ingreso de nuevas líneas a esta subestación.</li> </ul>	<p>3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA</p> <p>3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra (pag. 39)</p> <p>Por lo señalado se recomienda una de las siguientes soluciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Ampliar la S/E La Esperanza para permitir solo el seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos y la conexión de la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico - La Esperanza, dejando media diagonal disponible para una futura expansión.</li> <li>– Ampliar el radio a 4 km con la finalidad de evitar las interferencias con las construcciones existentes y conflictos con las comunidades aledañas. Esto implicaría que una parte de la actual línea perteneciente a CMPC pudiese quedar sin uso.</li> </ul>	<p><b>Se acoge observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CMPC, asociada a la ubicación donde se deberá emplazar la S/E La Invernada, esta Comisión concuerda con lo solicitado y modificará el radio considerado en el Informe Técnico Preliminar con el objetivo de incentivar la competencia en la licitación de dicha obra.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" en el Informe Técnico</p>										

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.
21-3	<p>10.1.26 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA</p> <p>10.1.26.2 Instalaciones a realizar (pag 314)</p> <p>En lo que respecta a la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico es preciso señalar que se deberá verificar el estado actual de manera que cumpla con la normativa técnica vigente al momento de la etapa de conexión del proyecto. Será responsabilidad del adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado adicional que deberá construirse para la conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico a la nueva subestación, incluyendo la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.</p>	<p>El informe señala que se deberá verificar su estado actual con la finalidad de establecer el cumplimiento de la normativa técnica vigente, sin señalar el responsable que debiese ser CMPC Celulosa como propietario.</p> <p>Resulta recomendable establecer la capacidad que debiese tener esta línea en un futuro. En el caso que sea mayor a la actual, por facilidades constructivas y operacionales se debiese aprovechar la oportunidad e incluir su ampliación en este decreto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– La línea está fuera de servicio y por lo tanto no afecta el servicio.</li> <li>– Una vez que entre en servicio la S/E La Invernada, S/E Pacífico se podrá alimentar desde ésta y permitirá dejar fuera de servicio el futuro tramo 1x220 kV Pacífico-Epuleufu, para su repotenciación, mientras la S/E Epuleufu se alimenta desde S/E Santa Fe.</li> <li>– Finalmente se conecta la S/E Epuleufu a S/E La Invernada y se repotencia el tramo 1x220 kV Epuleufu-Santa Fe.</li> </ul>	<p>10.1.26 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA</p> <p>10.1.26.2 Instalaciones a realizar (pag 314)</p> <p>En lo que respecta a la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico es preciso señalar que el <i>propietario</i> deberá verificar el estado actual de manera que cumpla con la normativa técnica vigente al momento de la etapa de conexión del proyecto. Será responsabilidad del adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado adicional que deberá construirse para la conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico a la nueva subestación, incluyendo la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CMPC, asociada a la responsabilidad de la verificación del estado actual de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico y su eventual adecuación para cumplimiento de la normativa técnica vigente, esta Comisión concuerda con lo solicitado por lo que incluirá las labores y responsabilidades asociadas.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la ingeniería conceptual de la obra "Nueva S/E Seccionadora La Invernada" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2019.</p> <p>Por otra parte, en relación a la recomendación incluida en la observación, en la respuesta a la observación 14-9 se aborda este tema.</p>
21-4	<p>4.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA EPULEUFU</p> <p>4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra (pag 87)</p> <p>La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 3 kilómetros desde la intersección de las líneas a seccionar.</p>	<p>De la zona definida por el ITP , de radio de 3 km respecto del cruce de la línea 1x220 kV Pacífico-Nacimiento con la línea 1x66 kV Angol-Los Ángeles, se observa lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Al poniente y sur poniente existe riego mediante pivotes. Estos sistemas de riego interfieren el paso de nuevas líneas, por lo que no es recomendable ubicar la nueva subestación en este sector.</li> <li>– Al norponiente existe una gran cantidad de vivienda que interfieren el ingreso de futuras líneas.</li> </ul>	<p>4.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA EPULEUFU</p> <p>4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra (pag 87)</p> <p>La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de <b>8</b> kilómetros desde la intersección de las líneas a seccionar.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación de la empresa CMPC, en la cual solicita ampliar el radio de ubicación de la obra "Nueva S/E Seccionadora Epuleufu", se indica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Esta Comisión concuerda con la existencia de potenciales obstrucciones para el desarrollo del proyecto.</li> <li>- Sin embargo, ampliar a 8 km el valor del radio en donde se deberá emplazar la subestación parece excesivo, toda vez que la búsqueda</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>de la mejor solución técnico y económica corresponde a una ubicación lo más cercana punto definido, que corresponde al cruce de las líneas a seccionar.</p> <p>Por otra parte, en caso de ampliar demasiado el radio señalado, se deberán construir enlaces más extensos para la realización del seccionamiento, encontrando similares o mayores dificultades que en caso de una ubicación más cercana.</p> <p>Debido a lo anterior, esta Comisión ha modificado el alcance de la obra, indicando un radio superior al propuesto en el ITP, pero inferior al sugerido por la empresa.</p>

# 22 ANDES SOLAR

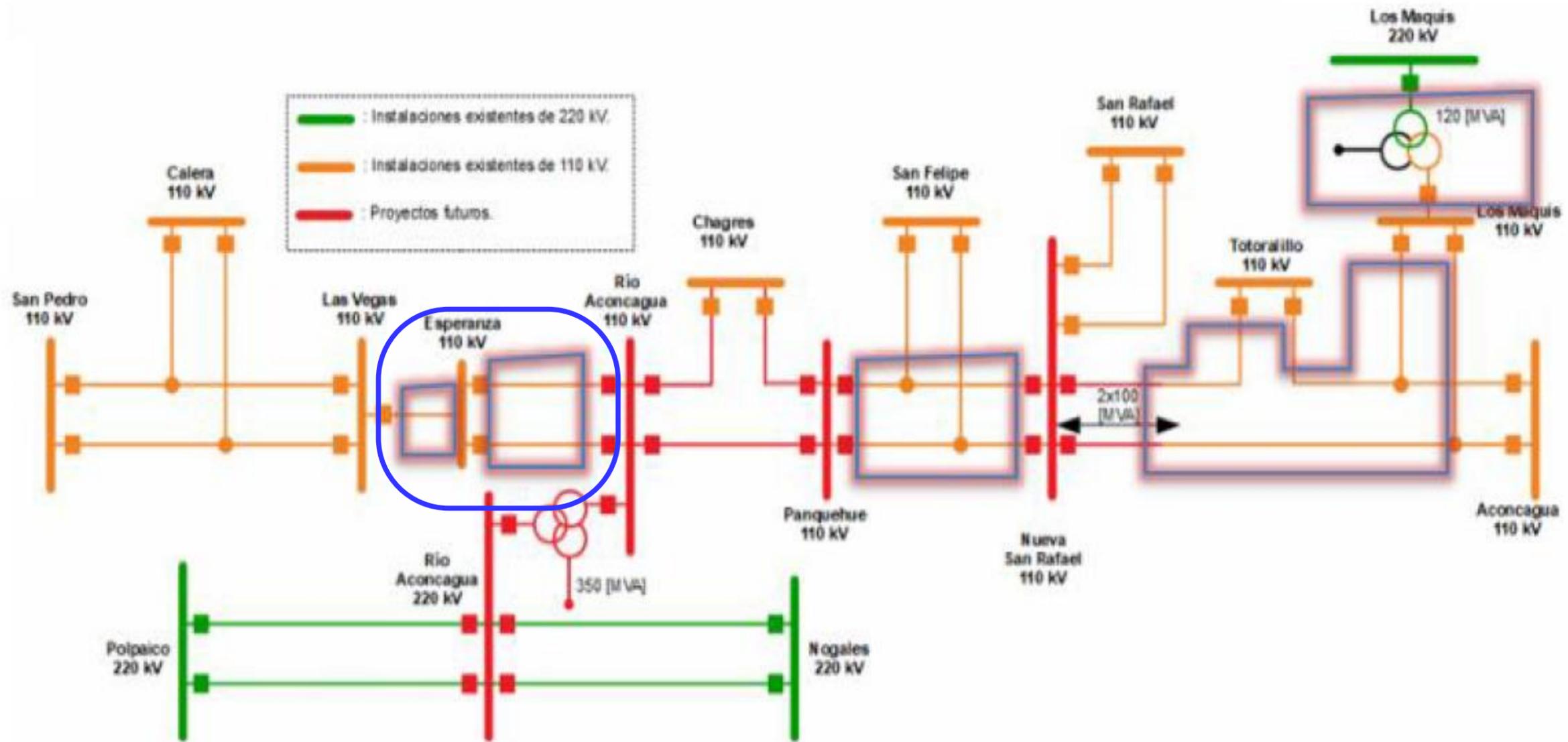
ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
22-1	No recomendación de Proyecto Subestación Seccionadora Teno 2x154 kV, polo de desarrollo de proyectos de energía renovable en la zona	La Subestación Seccionadora propuesta debe regularizar el Tap Off de Teno Empalme y adicionalmente se debe considerar el potencial solar que existe en la zona, y que potencialmente contribuiría en la descarbonización de la matriz de generación del Sistema. La zona tiene el proyecto de la empresa Grenergy de 200 MW y nosotros en la zona poniente de la ciudad de Curicó se esta desarrollando un proyecto solar de 300 MW, proyecto que se encuentra en el catastro del Coordinador, con fecha 29-07-2019 y adicionalmente se respondió a la <b>Carta Nº 165 Ref.: Proyectos de generación en estudio de fecha 17-10-2019 de la CNE</b> , en el cual se informaba de nuestro proyecto.	En la página 217, punto 80 de la tabla que enumera los proyectos no recomendados por el Informe Preliminar, se detallan las razones para no recomendar el proyecto, en base a lo establecido en el artículo 77º de la LGSE. En ese sentido, se propone la realización del seccionamiento en el Tap Off Teno Emplame, con el fin de regularizar dicha conexión. Adicionalmente, también se propone la construcción de 3 diagonales en dicha subestación, o dejar el espacio físico nivelado para la construcción de 3 nuevas diagonales, con el fin de permitir la conexión de proyectos de generación a desarrollarse en la zona.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Andes Solar, en la que solicita la incorporación del proyecto “Subestación Seccionadora Teno 2x154 kV, polo de desarrollo de proyectos de energía renovable en la zona” en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2019, se indica que esta Comisión mantiene lo indicado en el ITP ante la ausencia de nuevos antecedentes que pudiesen modificar lo allí señalado.</p>

# ANEXOS

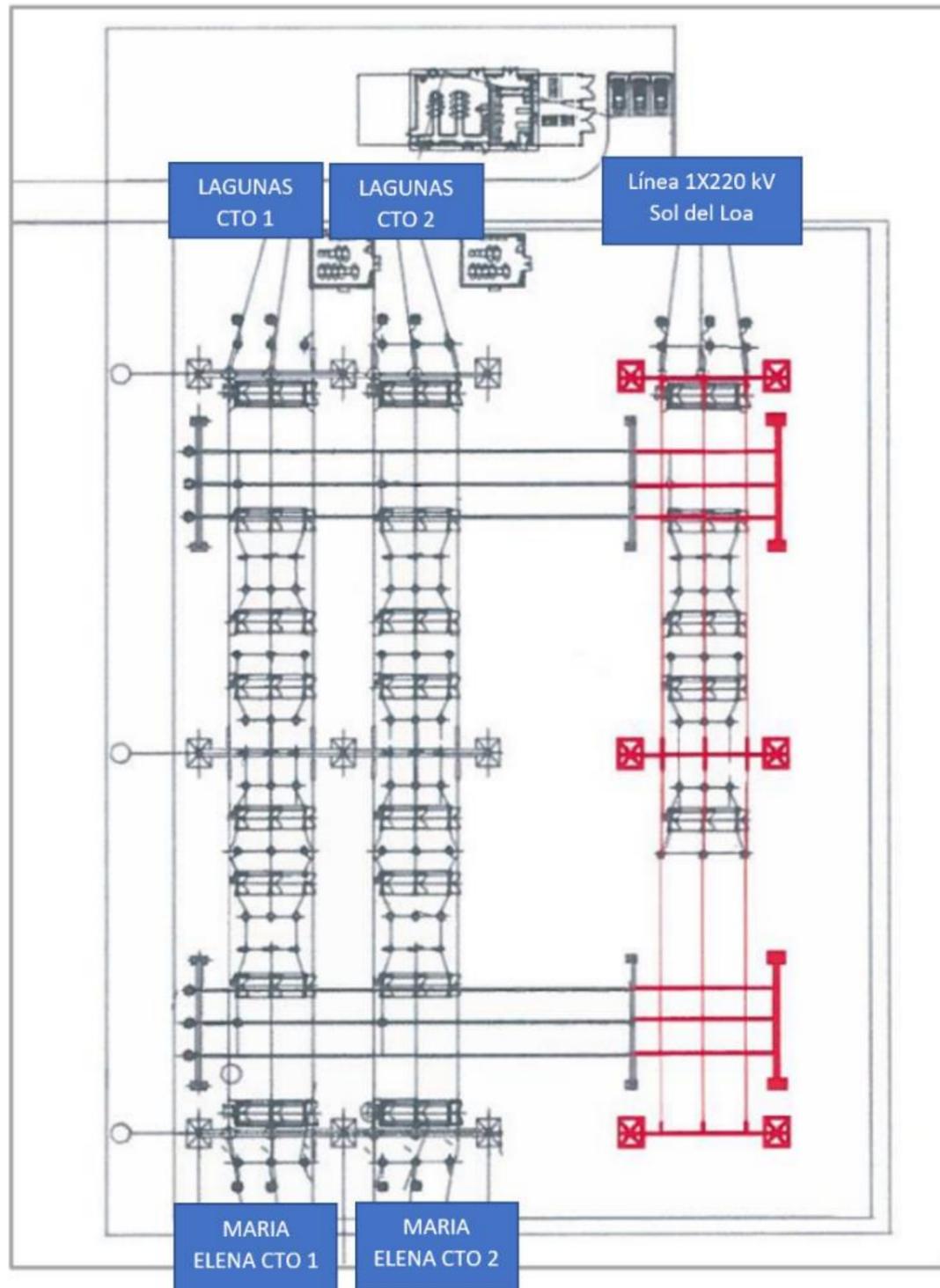


# 05 GENERADORA METROPOLITANA

## ANEXO 5.1 SISTEMA DE ACONCAGUA

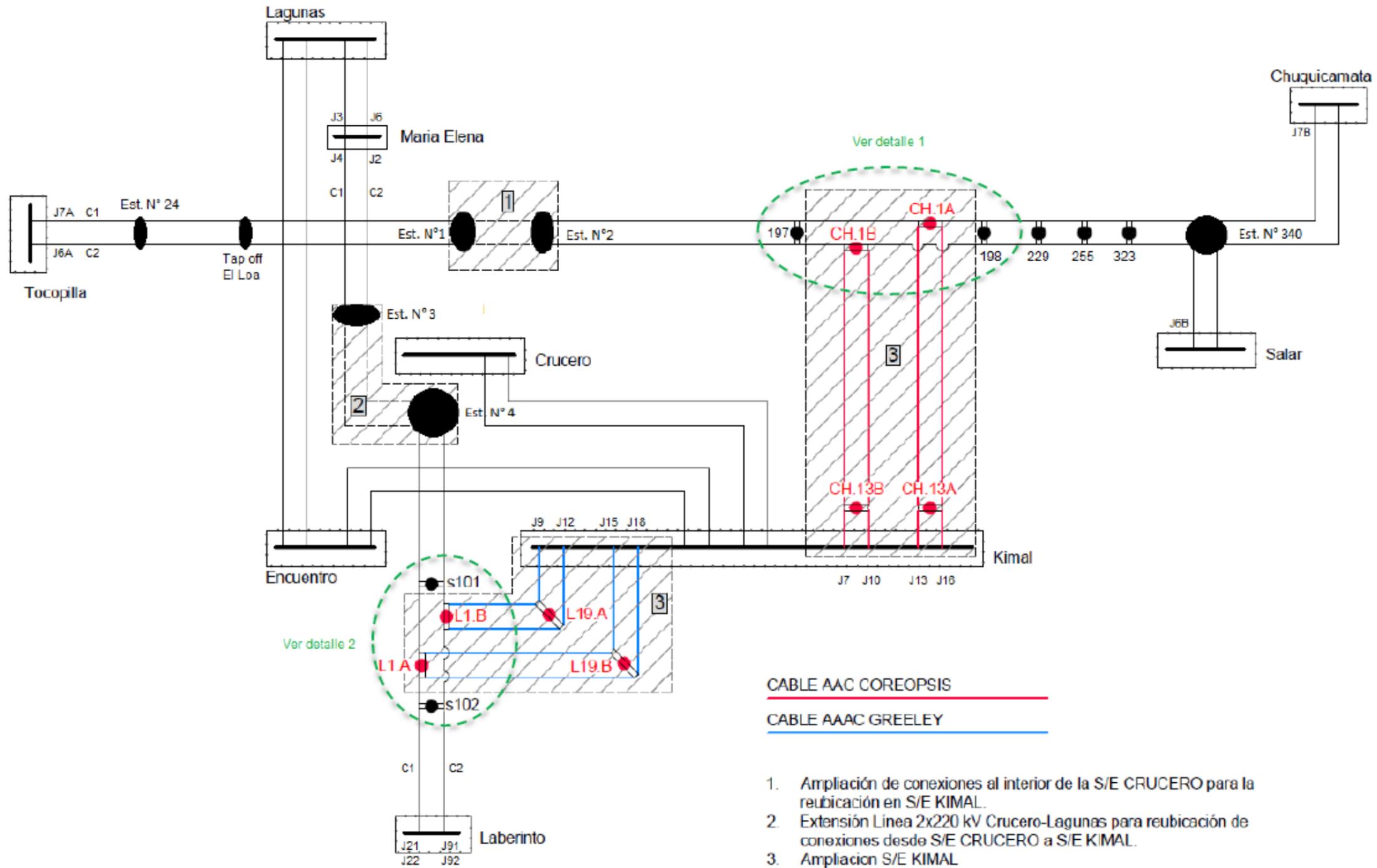


ANEXO 5.2 DIAGRAMA UNILINEAL



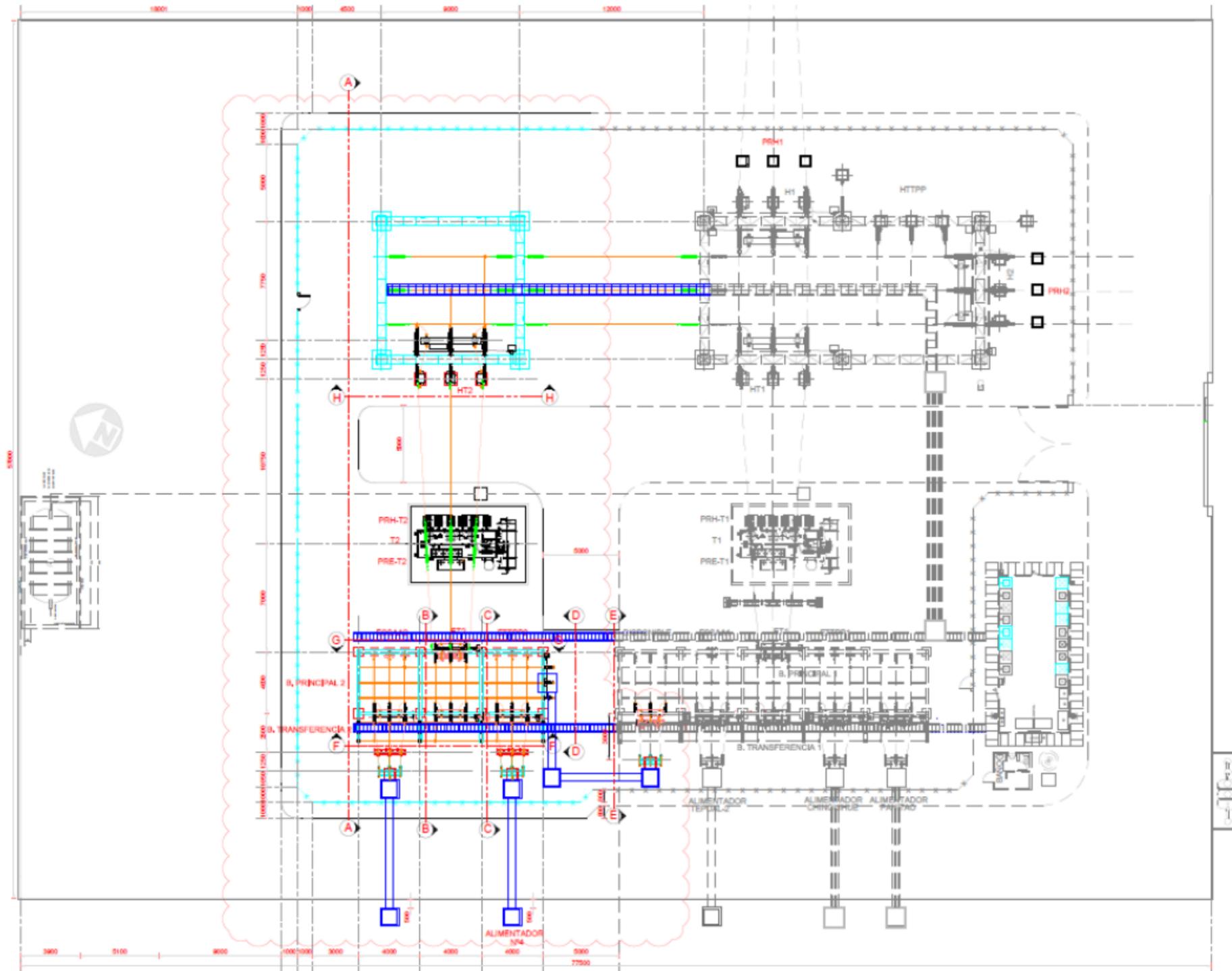
# 06 SAESA

## ANEXO 6.1 DIAGRAMA TRAMOS Y SECCIONES DE TRAMOS



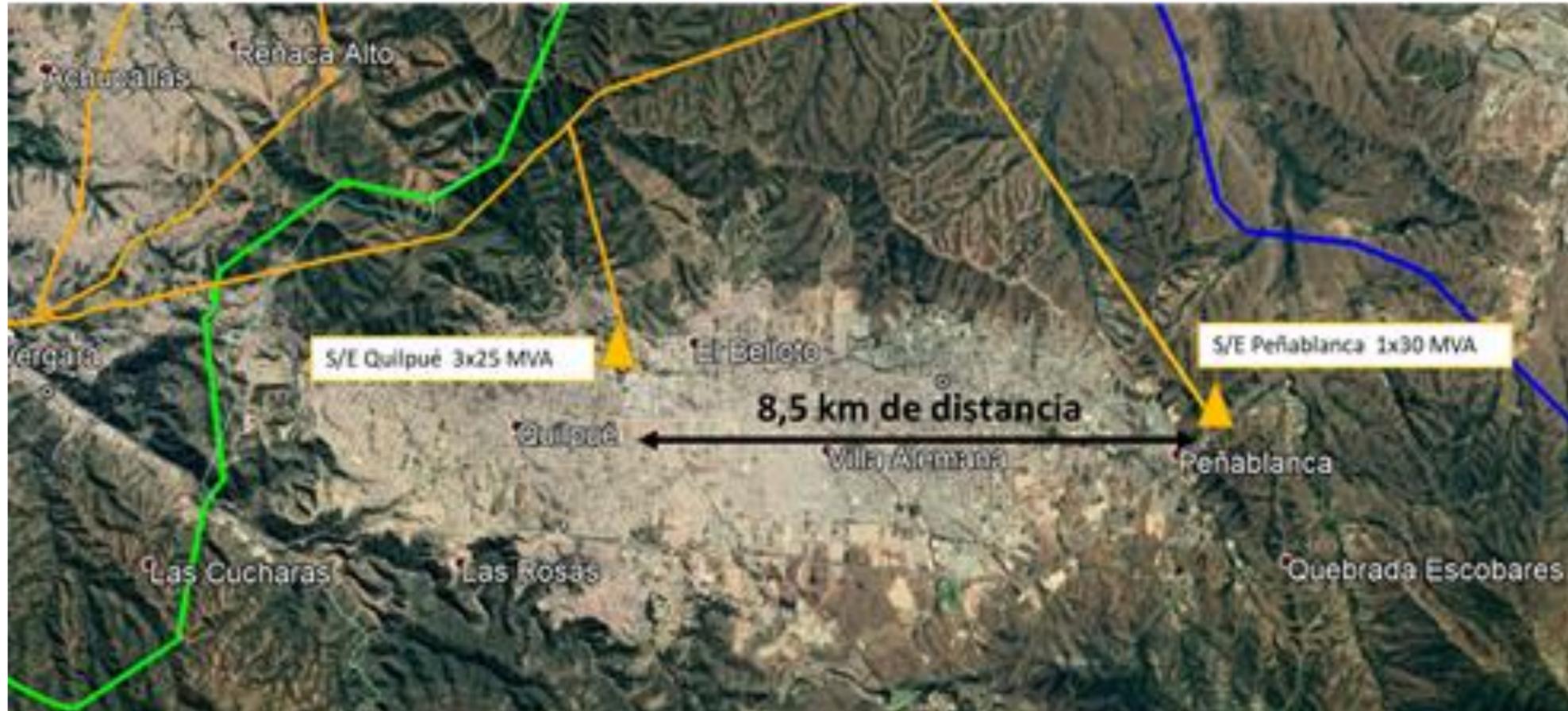


ANEXO 6.3 DIAGRAMA DE PLANTA CON PROPUESTA DE AMPLIACIÓN EN S/E ALTO BONITO



## 07 COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

### ANEXO 7.1 UBICACIÓN S/E QUILPUÉ Y S/E PEÑABLANCA

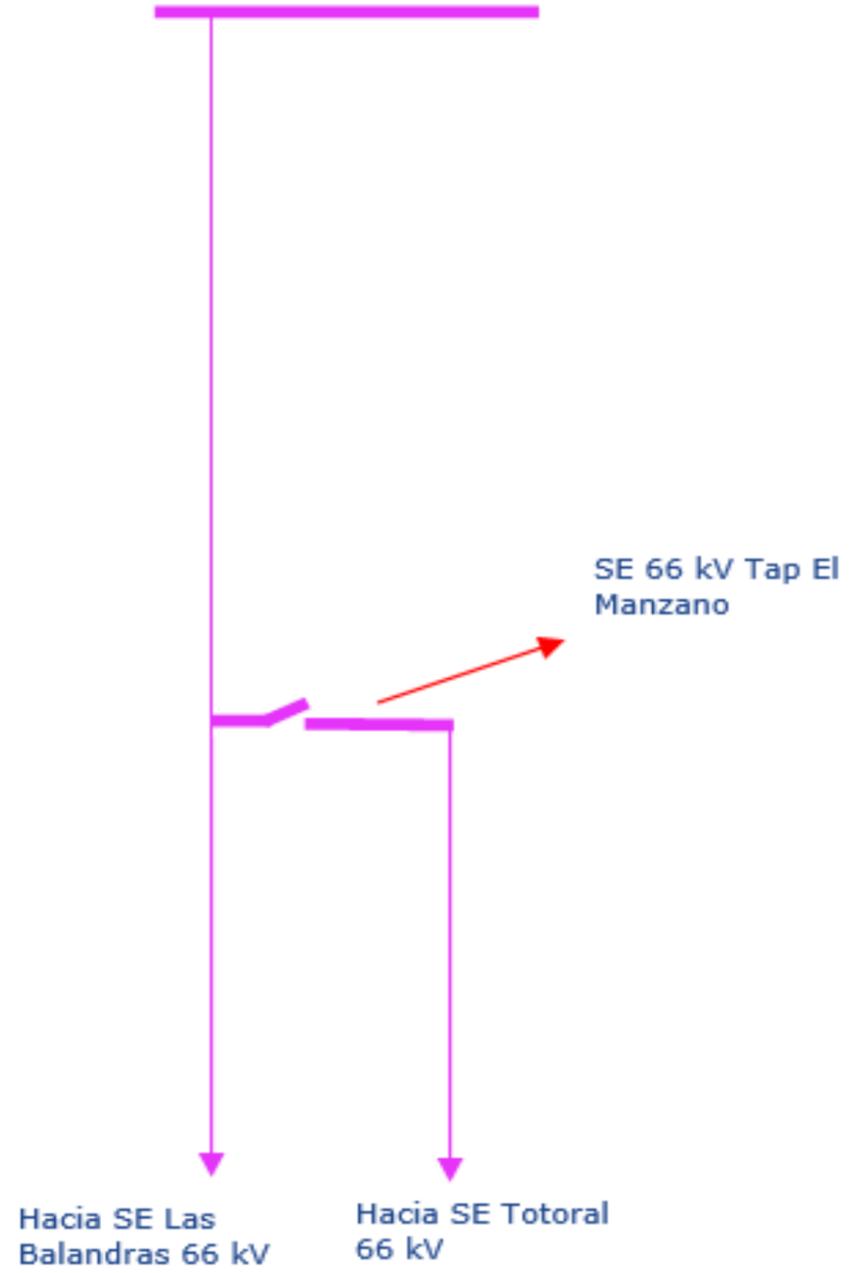


## 08 CHILQUINTA

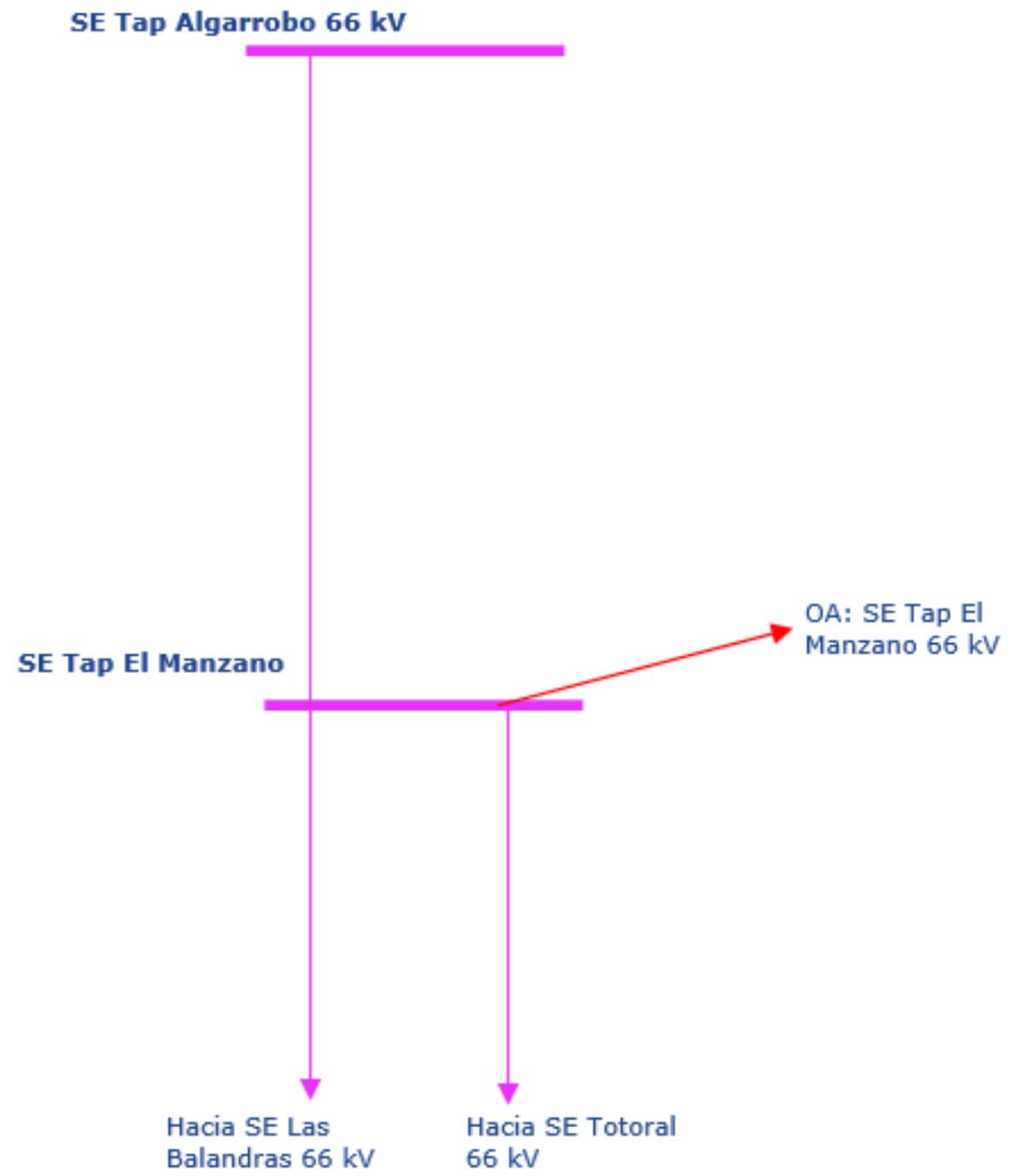
ANEXO 8.1 DIAGRAMA ACTUAL DEL SISTEMA LITORAL 66 KV

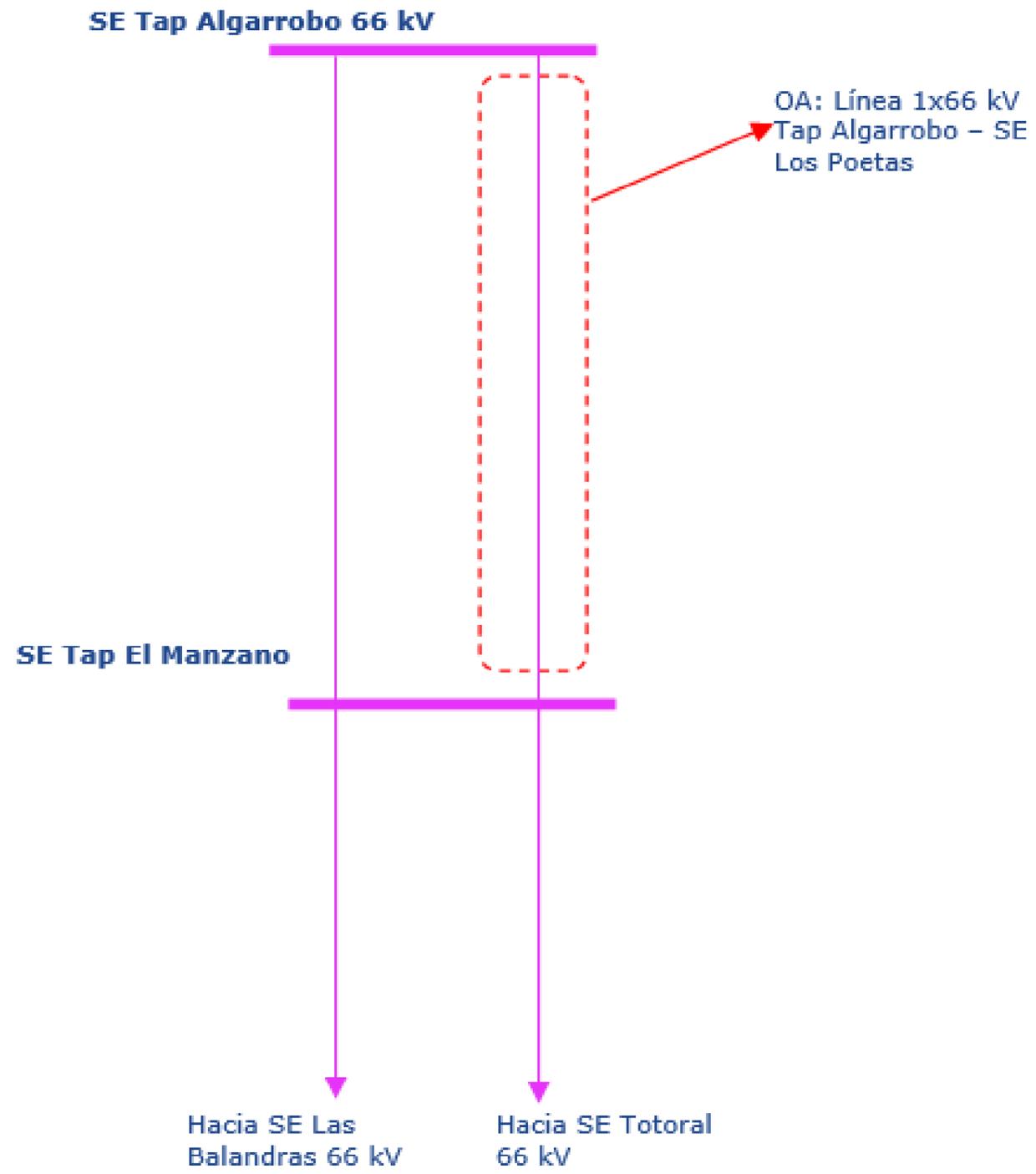
**ACTUAL**

**SE Tap Algarrobo 66 kV**



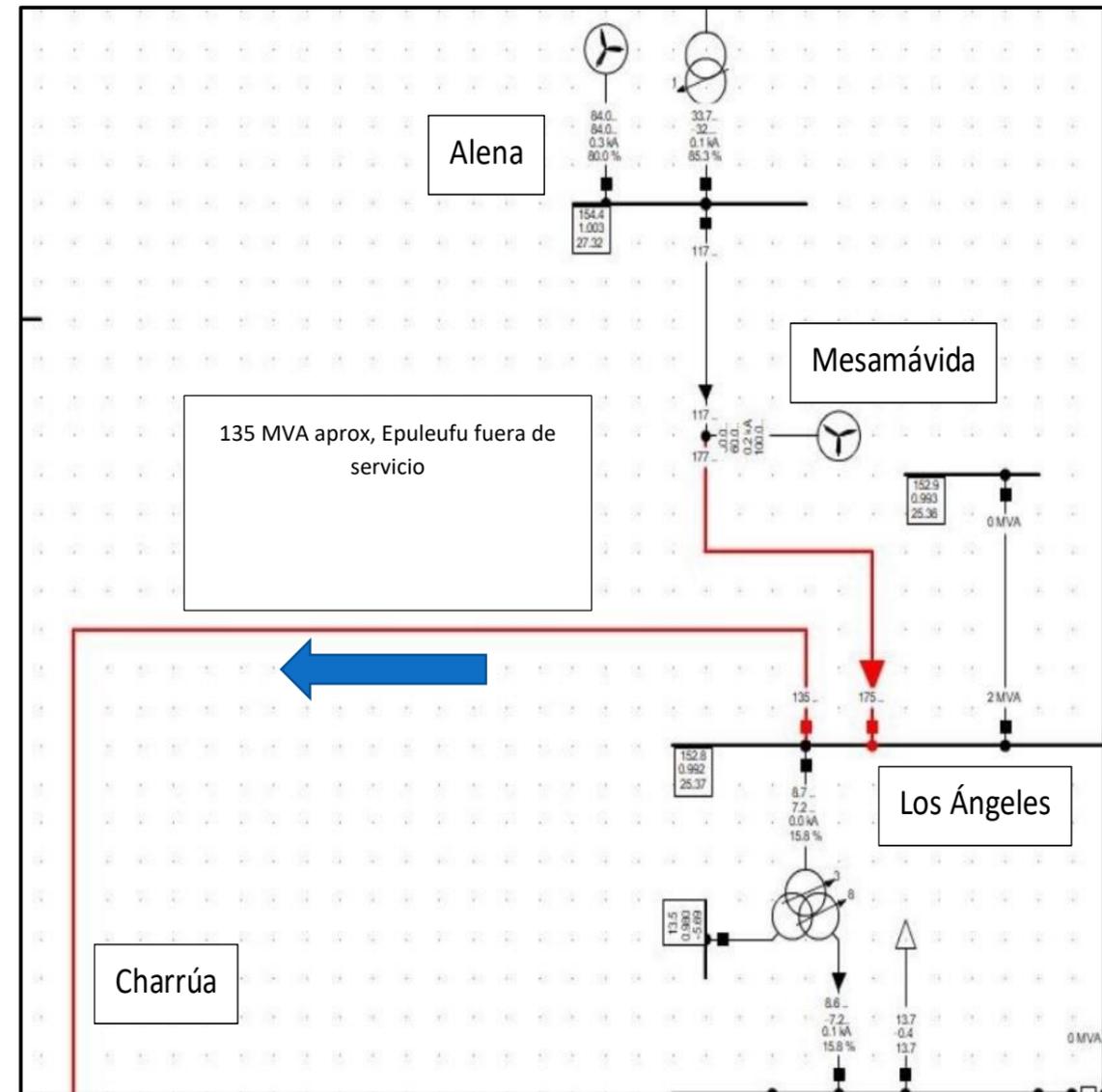
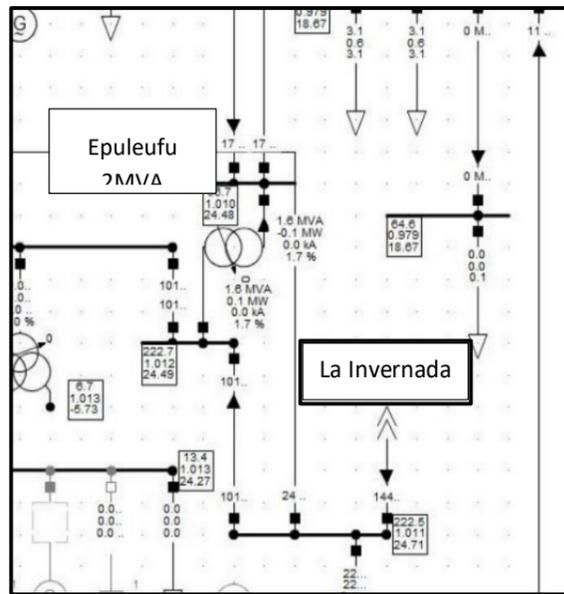
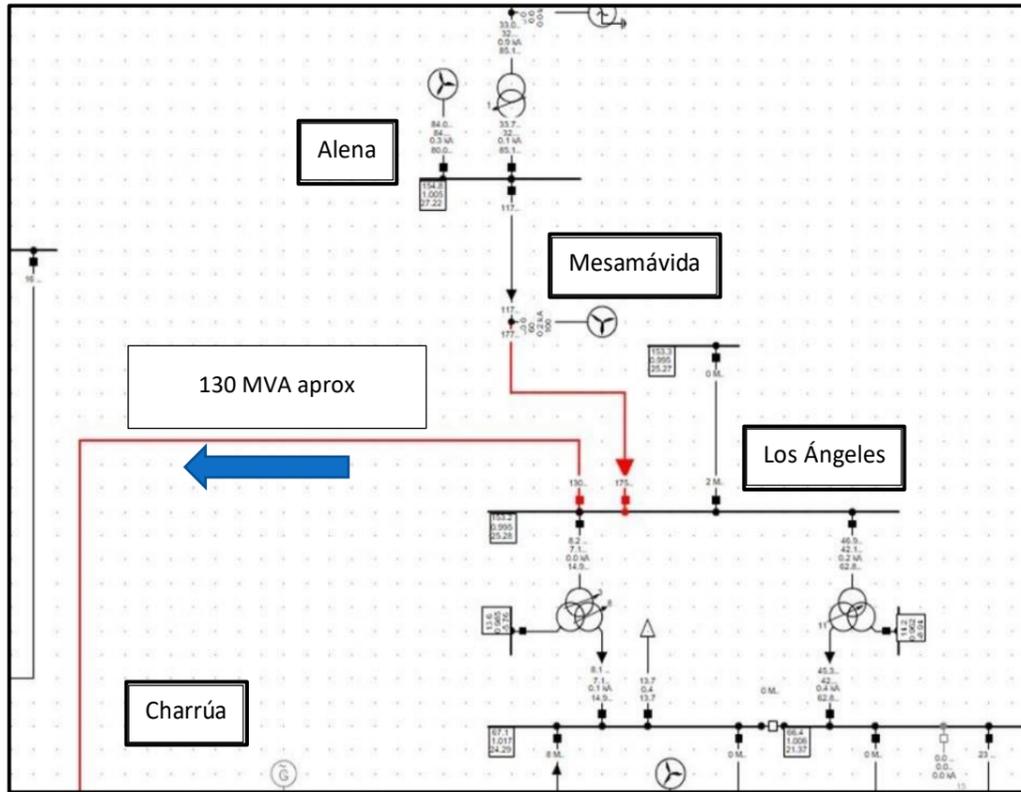
## PROPUESTA





# 12 AES GENER

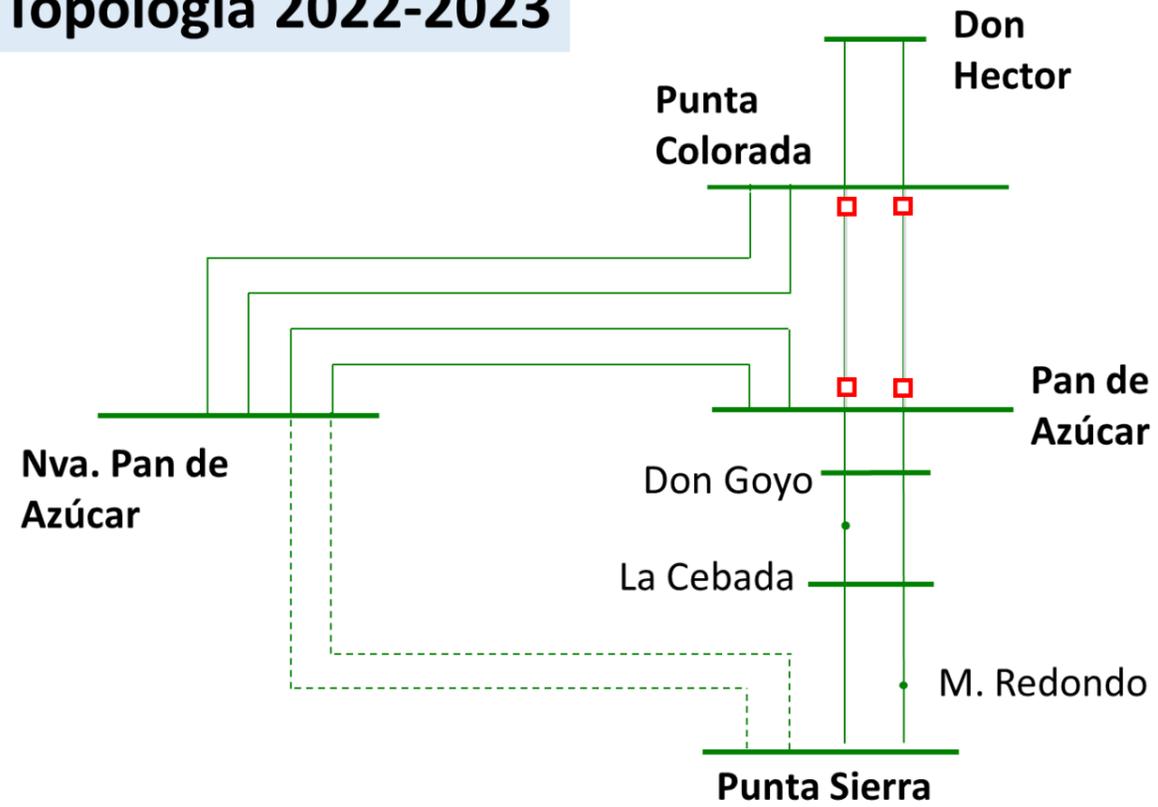
## ANEXO 12.1 IMÁGENES DE LOS FLUJOS DE POTENCIA



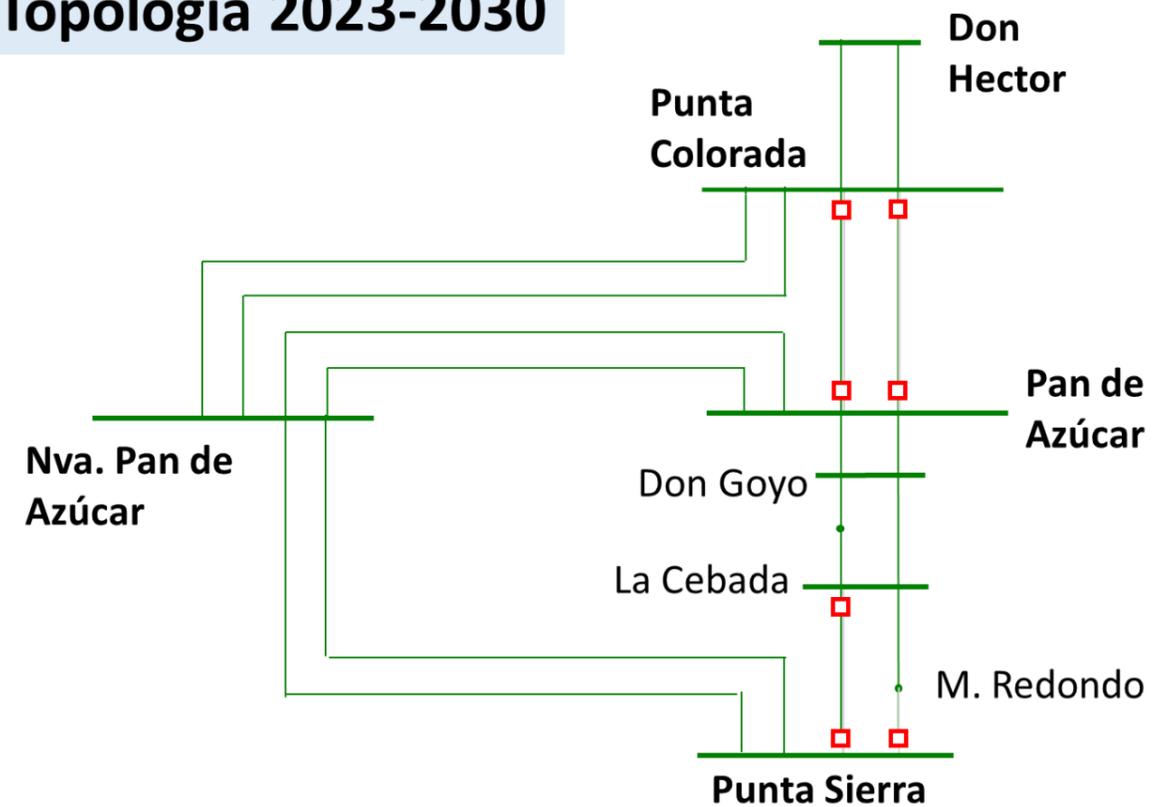
# 17 TRANSELEC

ANEXO 17.1 IMAGEN DE LA TOPOLOGÍA 2022-2023 Y 2023-2030

## Topología 2022-2023



## Topología 2023-2030



## Topología 2021-2030

