

# RESPUESTAS A OBSERVACIONES REALIZADAS POR LOS USUARIOS E INSTITUCIONES INTERESADAS INSCRITAS EN EL REGISTRO DE PARTICIPACIÓN CIDADANA AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2017, APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN CNE N° 770 DE 29 DE DICIEMBRE DE 2017.

## 1. ANDES MAINSTREAM SPA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 3.1, pág: 21	Proyecto N°4: Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín presenta plazos de 3 años (36 meses) para 115 kms de línea.	Disminuir plazos máximos a 2 años (24 meses). Se observa factor de curtailment fuerte en la zona.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Andes Mainstream SpA, asociada a la obra "Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín", numeral 3.1.4 del sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, referida la disminución del plazo constructivo de la obra, esta Comisión no acoge dicha solicitud, dado que la información entregada por la empresa no está acorde a los plazos de proyectos de similares características. Esto, en atención a que para efectos del proyecto y su construcción se requiere de los siguientes plazos para su concreción:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El estudio de impacto ambiental se inicia un mes después de comenzada la ingeniería del proyecto. El proceso de evaluación medioambiental para este tipo de proyectos hasta su aprobación puede durar aproximadamente 16 meses.</li> <li>- El plazo para instalación de faenas de 1 mes.</li> <li>- El plazo para el cambio del conductor de la línea y modificaciones en las subestaciones de 16 meses.</li> <li>- El plazo para las pruebas y puesta en servicio de 2 meses.</li> </ul> <p>Por tanto, no es posible acotar los plazos constructivos o efectuar algunas tareas en forma paralela, considerando además las complicaciones en la disponibilidad de los circuitos y la disponibilidad efectiva de trabajo en terreno conforme condiciones climáticas.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones de plazo al proyecto indicado.</p>
2	Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 3.2, pág: 25	Proyecto N°4: Nueva S/E seccionadora JMA 220 kV presenta plazo de 3 años (36 meses)	Disminuir plazos máximos a 2 años (24 meses). Esto en base a que las obras son menores considerando las cercanías de las líneas de transmisión a seccionar. Además, esta obra ayuda a reducir el curtailment en la	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Andes Mainstream SpA, asociada a la obra " Nueva S/E seccionadora JMA 220 kV", numeral 3.2.4 del sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, referida a la disminución del plazo constructivo de la obra, esta Comisión no acoge dicha solicitud, dado que la

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			zona de Mulchen que se observa desde el año 2021 en adelante.	<p>información entregada por la empresa no está acorde a los plazos de proyectos de similares características. Esto, en atención a que para efectos del proyecto y su construcción se requieren de los siguientes plazos para su concreción:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El estudio de impacto ambiental se inicia un mes después de comenzada la ingeniería del proyecto. El proceso de la gestión medioambiental para este tipo de proyectos hasta su aprobación puede durar aproximadamente 16 meses.</li> <li>- El plazo para instalación de faenas de 1 mes.</li> <li>- El plazo para la construcción de subestación de 16 meses.</li> <li>- El plazo para las pruebas y puesta en servicio de 2 meses.</li> </ul> <p>Por tanto, no es posible acotar los plazos constructivos o efectuar algunas tareas en forma paralela, considerando además las complicaciones en la disponibilidad de los circuitos y la disponibilidad efectiva de trabajo en terreno conforme condiciones climáticas.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones de plazo al proyecto indicado.</p>
3	Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 3.2, pág: 25	Proyectos N°5 y N°6: Nueva S/E seccionadora JMA 220 kV presenta plazo de 7 años (84 meses). Los plazos de construcción son demasiado extensos. Al considerar estudio de franja 2 años (no vinculante con el EIA), 1 año de licitación y 7 años de construcción, son 10 años en el cual los sistemas se desacoplarán en un gran porcentaje de las horas de generación de los proyectos eólicos.	Disminuir los plazos de construcción a 5 años.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Andes Mainstream SpA, asociada a las obras " Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV " y "Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli, Energizada en 220 kV", numeral 3.2.5 y 3.2.6 respectivamente, del Sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, referida a la disminución del plazo constructivo de la obra, esta Comisión no acoge dicha solicitud dado que, en consideración a la extensión de construcción de la línea (420 km aprox.) y la zona involucrada, se requiere de al menos 84 meses para su construcción. Esto, en atención a que para efectos del proyecto y su construcción se requieren de los siguientes plazos para su concreción:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El estudio de impacto ambiental se inicia un mes después de comenzada la ingeniería del proyecto. El proceso de la gestión medioambiental para este tipo de proyectos hasta su aprobación puede durar aproximadamente 30 meses.</li> <li>- El plazo para instalación de faenas de 4 meses.</li> <li>- El plazo para la construcción de líneas de 48 meses.</li> <li>- El plazo para las pruebas y puesta en servicio de 2 meses.</li> </ul> <p>Además, existen algunas variables que podrían retrasar la ejecución del proyecto, como el clima, retraso en la construcción de caminos de acceso producto de las condiciones climáticas, entre otras variables territoriales y medioambientales de la zona.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones de plazo al proyecto indicado.</p>
4	Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión)	Se desconoce el punto de conexión y potencia en la tabla de los proyectos informados	Completar tabla con potencia y punto de conexión considerada	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Andes Mainstream SpA, asociada a la incorporación del punto de conexión y potencia en la Tabla 30: Proyectos de generación comprometidos, esta Comisión indica que si bien en dicha tabla no se explicitan los antecedentes solicitados, sí se

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	6.3.6.3, pág: 96			encuentran en las bases de datos con las cuales se han realizado los análisis del presente plan de expansión y que se han adjuntado en la publicación del mismo. Sin perjuicio de ello, esta Comisión anexa como adjunto un documento denominado “Capacidad y Puntos de Conexión Centrales Comprometidas” con los antecedentes solicitados. Cabe destacar que la información con la que se cuenta para los proyectos de generación comprometidos han sido obtenidos de los contratos de suministros regulados de la reciente licitación 2016 (2015/01).
5	Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 7.1.3.4, pág 135	S/E JMA tiene nombre S/E Digueñes	Clarificar nombre	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Andes Mainstream SpA, asociada a la figura contenida en el numeral 7.1.3.4, pág. 135 del Informe Preliminar, esta Comisión concuerda con lo planteado.  Conforme lo anterior, se clarifica que el nombre de la S/E es JMA y se corregirá la figura referida en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
6	Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 8.4.4, pág 201	<p>N° 137 dice que no se requiere a mediano plazo el cambio de conductor LT Portezuelo – Marchigüe. Pero en base a los proyectos interesados en la zona y en nuestro Proyecto Fotovoltaico Santa Marta de Marchigüe, de 95 MW, con RCA aprobada con fecha 30 de noviembre de 2016, se observa que esta línea estará sobrecargada.</p> <p>Nuestro proyecto consideraba el seccionamiento de la línea Portezuelo – Marchigüe, dada las dificultades para llegar a las subestaciones cercanas, ya que los propietarios de la zona nos señalaron que judicializarían un nuevo proyecto de línea de transmisión, aunque obtuviéramos la concesión eléctrica.</p> <p>Sin embargo, dada la nueva normativa referente al acceso abierto ya no podemos conectarnos directamente a esta línea, y se debe llegar a una subestación existente o planificada</p>	<p>Dada la dificultad para construir nuevas líneas en la zona de interés, se propone considerar una nueva S/E seccionadora de la línea Portezuelo – Marchigüe de 66 kV, la que podría realizarse en el terreno que tenemos acordado con el propietario para la ubicación de nuestra subestación elevadora, dado que ya tenemos conversaciones avanzadas con el propietario, con la posibilidad de tener un mayor espacio para tener contigua una subestación seccionadora del Sistema Zonal y desde este punto hasta la S/E Portezuelo hacer un upgrade a la línea de 66 a 110 kV, para poder evacuar la generación solar que se prevé en la zona.</p> <p>Esta es la solución que planteamos en nuestra DIA, que se encuentra aprobada, que ya no podemos materializar por nuestra parte, dado los cambios de la Ley de Transmisión en relación al Acceso Abierto.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Andes Mainstream SpA, asociada al proyecto N°137 LT Portezuelo – Marchigüe 1x66 kV: Aumento de capacidad de transmisión con cambio de conductor AAAC Cairo a ACCC Helsinki, esta Comisión ha analizado la zona involucrada y no ha visto la necesidad de incluir un nuevo proyecto al presente plan de expansión. Cabe destacar que los antecedentes de demanda y generación con que se cuentan para dichos análisis se encuentran indicados en el numeral 6 del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
7	Anexo 5, pag 3	<p>Alena: Fecha PES: 2024</p> <p>Puelche Sur: Rahue 220</p> <p>Cerro Tigre: 142,2 MW, O'higgins</p> <p>Eólica Negrete: Charrúa 154 kV</p> <p>Caman: Ciruelos 220 kV</p>	<p>Alena: Fecha puesta en servicio: Ene-2020</p> <p>Puelche Sur: Frutillar Norte 220</p> <p>Cerro Tigre: 184,8 MW, Farellón (Uso de capacidad solicitada)</p> <p>Eólica Negrete: Negrete 66 kV</p> <p>Caman: Cerros de Huichahue 220 kV</p>	Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Andes Mainstream SpA, asociada a la modificación de algunos antecedentes de proyectos de generación, esta Comisión indica de los proyectos Puelche Sur, Eólica Negrete y Caman han sido modelados en los puntos de conexión que indica la empresa observante. Para el caso del proyecto Cerro Tigre, la potencia indicada en el respectivo contrato de suministro regulado es la utilizada por esta Comisión, por lo que no se hará una modificación respecto de lo solicitado por la empresa. En cuanto al proyecto Alena, este no es un proyecto declarado en construcción ni es un proyecto de generación comprometido en el proceso de

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				licitación de suministro regulado 2016 (2015/01), por lo que no se hará una modificación respecto de la solicitud en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
8	Anexo 2, pag 7	Para efectos de modelación de parques eólicos comentamos que la modelación de bloques promedios no son representativos de la variabilidad horaria de los parques, lo que en la práctica se traduce en "recortes de generación" en la realidad y no pronosticados por el modelo de generación.	Se solicita revisar y utilizar una metodología distinta para cada proyecto nuevo de generación y para cada proyecto de generación en operación. Este último requiere utilizar una cantidad de datos reales superior a 1 año (8760 horas). Existen años en que la velocidad del viento a lo largo del país han sido menores que los realmente estimados (producción de P50 de cada proyecto), como por ejemplo el año 2016 con respecto a años anteriores.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Andes Mainstream SpA, asociada a la modelación de los parques eólicos, esta Comisión ha establecido una metodología para el modelamiento de la demanda y de las unidades solares y eólicas, de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.3.9 del Informe Técnico Preliminar, que considera un representación mensual con la aplicación de 16 bloques. Además, se han considerado perfiles de generación de parques eólicos existentes y datos de viento a partir del Explorador de Energía Eólica desarrollado por la Universidad de Chile. Cabe destacar que el modelo multimodal-multiembalse determina el despacho económico considerando una gran cantidad de variables de entrada, como series hidrológicas, estacionalidad y variabilidad de las centrales hidroeléctricas y centrales ERNC, proyección de demanda, precios de combustibles, modelación completa del sistema de transmisión del sistema eléctrico Chileno, todas durante todo el horizonte de análisis. Considerar una resolución de 8760 horas como lo solicita la empresa resulta impracticable actualmente, tanto en el desarrollo computacional como del tiempo para el procesamiento de los datos de salida. Además, esta Comisión no está de acuerdo con que utilizar mayor cantidad de resolución horaria para determinar los bloques de la demanda, signifique que las proyecciones en el largo plazo se aproximen a lo efectivamente consumido y/o generado por las respectivas unidades de generación eólica.  Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.

## 2. ESPINOS S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Subtítulo 3.2.9	En la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), Artículo 73, se define a los sistemas de transmisión de la siguiente manera:  <i>El "sistema de transmisión o de transporte de electricidad" es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de esta ley.</i>	Eliminar a los sistemas de almacenamiento como parte del plan de expansión del sistema de transmisión.	Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>A su vez, el Artículo 89 de la mencionada ley, define las obras expansión de los sistemas de transmisión como se cita a continuación:</p> <p><i>Son obras de expansión de los respectivos sistemas de transmisión las obras nuevas y obras de ampliación.</i></p> <p><i>Son obras de ampliación aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes. Se entenderá por <u>obras nuevas aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.</u></i></p> <p>En base a la definición legal de sistemas de transmisión, y sobre las obras a considerar en su plan de expansión, estas no guardan relación con los sistemas de almacenamiento como propone la Resolución Exenta 770, sino más bien se ajustan a la implementación de subestaciones y líneas de transmisión. La planificación de sistemas de almacenamiento no está dentro de los atributos que posee el plan de expansión del sistema de transmisión, y por lo tanto estos sistemas no debiesen ser considerados dentro del mismo.</p>		<p>misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
2	Títulos 3 al 8.	<p>Conforme al Artículo 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos, la Comisión Nacional de Energía, en adelante también CNE o la Comisión, debe llevar a cabo anualmente un proceso de Planificación de la Transmisión, el que deberá cumplir con los objetivos y considerar los criterios señalados en el mismo artículo.</p> <p>El proceso de la planificación de la Transmisión se inicia de acuerdo al Artículo 91 de la LGSE con la entrega por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante también Coordinador, de su propuesta de expansión para los distintos segmentos, la que deberá considerar lo dispuesto en el artículo 87, y podrá incluir los proyectos presentados a dicho organismo por sus promotores.</p> <p>La resolución exenta N°711, que deja sin efecto la resolución exenta N°384, establece la metodología</p>	<p>Se solicita a la Comisión especificar y detallar los criterios técnicos con los que incorpora o desestima los proyectos propuestos por el Coordinador, Ente Técnico responsable de coordinar el Sistema Eléctrico Nacional, debido a la diferencia importante en la propuesta entregada por dicho organismo y al Informe Técnico Preliminar emanado de la Comisión.</p> <p>En particular, el plan de obras del Informe Preliminar de la CNE (Res. Ex. N°770) presenta una inversión superior a los US\$ 3.000, muy alejada de la inversión propuesta por el Coordinador en su Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017 (de enero 2017).</p>	<p>Se acoge la observación. Los criterios para analizar los proyectos propuestos tanto por el Coordinador como por los promotores están detallados en la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión. En ella se especifica que el proceso de planificación se inicia con una etapa de Análisis Preliminar, la cual tiene por objetivo revisar todos los antecedentes referidos al capítulo 4 de la resolución antes indicada y determinar la información que será utilizada para efectuar la Planificación de la Transmisión. En dicha resolución, se destaca que la Comisión determina preliminarmente los proyectos, propuestos por el Coordinador y promotores, que deberán someterse al Análisis de Suficiencia y al Análisis de Seguridad y Resiliencia.</p>		

### 3. ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	4.1.2.1 Adecuaciones en S/E El Salto	<p>Las adecuaciones a la S/E El Salto consideran lo siguiente: <b>"El proyecto consiste en el seccionamiento de la barra principal de 220 kV de la S/E El Salto, a través de un equipo de un equipo híbrido, junto con extensión de la barra y considerando la construcción de un nuevo paño acoplador."</b></p> <p>Respecto a la modificación de la barra en 220 kV, también se solicita considerar la modificación de la llegada del circuito N°2 de la línea Polpaico-El Salto. Adicionalmente, por efecto del seccionamiento de dicha barra, se solicita considerar la instalación de equipamiento para cumplir la adecuación a realizar. Estos son:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.- La instalación de desconectadores de puesta a tierra en las barra principal N°1 y en barra de transferencia N°2.</li> <li>2.- Instalación de un acoplador para el seccionamiento de la Barra Transferencia 220 kV. (Actualmente sólo hay un desconector)</li> <li>3.- Incluir nuevo esquema de protección de barra para Barra Principal 220 kV N°2 por efecto del seccionamiento de las barras.</li> </ol>	<p>Se solicita modificar el texto a lo siguiente: "El proyecto consiste en el seccionamiento de la barra principal de 220 kV de la S/E El Salto, a través de un equipo de un equipo híbrido, junto con extensión de la barra y considerando la construcción de nuevos paños acopladores para cada una de las barras resultantes.</p> <p>Además, el proyecto incluye la reconfiguración del patio 110 kV en configuración doble interruptor. Para ello se deberá habilitar la barra de transferencia como barra principal 110 kV, reubicar los equipos existentes, montar nuevos paños del tipo híbrido y un nuevo banco de condensadores de la misma capacidad del existente.</p> <p>El proyecto incluye nuevo equipamiento de control y todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones,</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada a la obra "Adecuación en S/E El Salto", numeral 4.1.2 del Sistema D del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión acoge parcialmente la solicitud de la empresa, considerando que el patio de 220 kV no necesita la separación de la barra de transferencia, dado que con el seccionamiento de la barra principal y la habilitación de un paño de transferencias para la nueva sección de barra, es posible dar cumplimiento ante contingencias de severidad 9. Respecto al patio de 110 kV, no se considera necesario incorporar un paño acoplador en la barra N°2 del patio de 110 kV, dado que el cambio a configuración doble interruptor permite dar cumplimiento a contingencias de severidad 8 y 9. Tampoco se considera necesario el traslado del banco de condensador N°1 y la incorporación de un banco de condensadores N°2, dado que no se prevén requerimientos de reactivos adicionales en la subestación. Los desequilibrios de reactivos mencionados por la empresa pueden ser manejados mediante la operación de las mismas instalaciones de las barras. Sin embargo, en relación con la incorporación de equipos de medida, desconectadores de puesta a tierra en los patios de 110 kV y 220 kV, la modificación de la llegada del circuito N°2 de la Línea Polpaico - El Salto en el patio de 220 kV, entre otros, cabe señalar que dichas modificaciones y equipamientos serán incorporadas en el tercer párrafo del punto 4.1.2.1 de descripción general y ubicación de la obra.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>4.- Instalación de un transformador de potencial en la Barra Principal 220 kV N°2.</p> <p>Por otra parte, el proyecto considera <b>"la reconfiguración del patio 110 kV en configuración doble interruptor. Para ello se deberá habilitar la barra de transferencia como barra principal 110 kV, reubicar los equipos existentes y montar los respectivos equipos faltantes."</b></p> <p>Por efecto de dicha reconfiguración, se solicita considerar los siguientes equipos para el correcto funcionamiento del esquema:</p> <p>1.- Instalación de 3 transformadores de potencial en las barras de 110 kV N°2 en la Sección Trafo N°1, N°2 en la Sección Trafo N°2 y N°1 en la Sección Trafo N°2.</p> <p>2.- Instalación de un nuevo esquema de protección para Barra Principal 110 kV N°2.</p> <p>3.- Instalación de un nuevo banco de condensadores en 110 kV N°2 (nuevo) a Barras N°1 y N°2 en la sección Tr N°2 (se propone utilizar Transferencia 110kV N°2, reemplazando GCB tripolar x GCB accionamiento monopolar).</p> <p>4.- Conectar BBCC 110 kV N°1 (existente) a Barras N°1 y N°2 en la sección Tr N°1 (se propone utilizar posición Transferencia 110kV N°1, reemplazando GCB tripolar x GCB accionamiento monopolar).</p> <p>5.-En caso de utilizar las posiciones Transferencias 110 kV N°1 y N°2 para la conexión del actual BBCC 110 kV N°1 y la conexión de un nuevo BBCC N°2 respectivamente, se debe instalar un Desconectador con puesta a tierra de 110 kV (en cada posición) para completar esquema doble interruptor.</p> <p>6.- Para cumplir con el esquema de doble interruptor, por problemas de espacio es necesario utilizar equipos híbridos (Desc-Int-Desc/TC).</p> <p>Por todo lo anterior, además se solicita modificar el VI referencial a 7,2 Millones de dólares.</p> <p>Adicionalmente se incluye presentación explicativa de lo anteriormente dicho.</p>	<p>comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras."</p>	<p>Conforme lo anterior, esta Comisión, hará las modificaciones a la descripción del proyecto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
2	4.1.2.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	<p>En este punto se señala que: <b>"El V.I. referencial del Proyecto es de 1,98 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.</b></p> <p><b>El COMA referencial se establece en 31,70 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América."</b></p> <p>Por efecto de la observación anterior, se solicita modificar el VI referencial a 7,2 millones de dólares.</p>	<p>Se solicita modificar el texto a lo siguiente: "El V.I. referencial del Proyecto es de 7,2 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.</p> <p>El COMA referencial se establece en 115,2 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América."</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución S.A., asociada a la obra "Adecuación en S/E El Salto", numeral 4.1.2.1 del Sistema D del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a modificar el valor de inversión referencial del proyecto, se ha considerado incluir en la valorización del proyecto los equipos de medida y desconectores de puesta a tierra en los patios de 110 kV y 220 kV adicionales y la modificación de la llegada del circuito N°2 de la Línea Polpaico - El Salto en el patio de 220 kV, utilizando la metodología de valorización descrita en el numeral 10 del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Conforme a lo anterior, se modificará el valor de inversión referencial de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

#### 4. SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (SAESA)

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	6.4.3.1 Análisis de Seguridad	<p>La ley 20.936 en su artículo 87° menciona que la Planificación de Transmisión deberá considerar la planificación energética de largo plazo, la cual proyecta un aumento en el consumo eléctrico por el crecimiento económico, la penetración de autos eléctricos, demanda minera, climatización eléctrica entre otros, por lo que se puede concluir que la energía eléctrica será cada vez más indispensable para todos los clientes y con un mayor impacto al que tiene hoy en día.</p> <p>Por otra parte, en la política energética que el gobierno está impulsando, menciona que como chilenos anhelamos un país con un mayor nivel de bienestar personal y colectivo, definiendo cuatro pilares fundamentales para lograrlo y uno de ellos es el de seguridad y calidad de suministro, donde se menciona que al año 2050 ninguna región tenga más de una hora de indisponibilidad promedio de suministro eléctrico al año.</p> <p>En base a los puntos mencionados anteriormente, se puede inferir fácilmente que la calidad de servicio y confiabilidad de las instalaciones eléctricas es fundamental para el desarrollo del país, por lo que los esfuerzos de la transmisión en todos sus segmentos</p>	<p>Se solicita a la comisión realizar una modificación en la metodología con que se evalúan los proyectos de Transmisión Zonal y considerar factores adicionales que permitan dar respuesta a las necesidades que son planteadas por la política energética del país, respecto a la calidad de servicio, donde las empresas de transmisión Zonal deben ser un apoyo fundamental para la distribución y acercarse a los centros de consumo.</p> <p>La metodología debería:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diferenciar los futuros proyectos entre desarrollos en Zonas Urbanas y Rurales, lo cual se puede traducir en subestaciones urbanas y rurales.</li> <li>• Considerar Indicadores de calidad de servicio (SAIDI) global.</li> <li>• Evaluar la cantidad de kilómetros de los alimentadores de Distribución desde una subestación primaria hasta el último cliente suministrado.</li> <li>• Proyecciones de demanda de las comunas, validado por los Seremi de energía u otros entes públicos.</li> </ul>	<p>No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>deben ir en esa línea. Sin embargo, vemos que en esta resolución la CNE no está considerando estos factores en el plan de expansión Zonal, ya que su metodología se basa totalmente en la energía no suministrada y no apunta al problema de fondo que se tiene en la zonas rurales con alimentadores extensos y niveles de carga media-baja, en donde por más esfuerzos que se hagan en Distribución, no se logra mejorar la calidad de Servicio en la misma proporción de las inversiones que se realizan.</p> <p>Lo anterior fue comentado reiteradamente en los talleres que se organizaron para buscar las mejores prácticas en la planificación de la Transmisión, pero que no fue recogido en la Resolución Exenta CNE N°711/2017. Además, una vez publicada la resolución no se dio la instancia para hacer los comentarios respectivos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Factibilidades futuras de varios MW (regulado hasta 5 MW), en donde la mejor solución para suministrarlos es mediante transmisión zonal y que además ayuda a mejorar la calidad de servicio, sin embargo, negociar y desarrollar trazados tienen tiempos extensos que pueden demorar varios años, lo cual nos obliga a hacer refuerzos por distribución, que son más rápidos pero menos eficiente para el sistema.</li> <li>• Solicitar una priorización de zonas críticas a la SEC y Seremi de Energía (Tx-Dx), para detectar aquellas que requieran una solución con urgencia.</li> <li>• Mejorar las condiciones para la factibilidad de conexión de pequeños medios de generación ubicados en zonas extremas.</li> <li>• Considerar la Energía No Suministrada como un factor más, pero no como el único o el principal sustento en la definición de obras.</li> <li>• Considerar el factor de posicionamiento territorial estratégico de la infraestructura eléctrica. Como es sabido, las zonas rurales se están poblando cada vez más con loteos habitaciones en torno a las ciudades, poblados y, especialmente, a los polos de interés turístico. Ello provoca que aumente la cantidad de propietarios y los precios de los terrenos rurales cerca de caminos o en sectores de acceso fácil. Este fenómeno, que está en pleno desarrollo en la zona Sur del país, provoca que en la medida que transcurre el tiempo, resulta más dificultoso y costoso emplazar instalaciones eléctricas. De acuerdo a ello, resulta oportuno evaluar el emplazamiento de instalaciones de transmisión antes de que las mismas sean detonadas por la demanda.</li> </ul>	
2	Anexo 1, título 9.1 Proyectos no	Proyecto N° 148: <b>Instalación 2° Transformador en Subestación Pilauco</b>	Se solicita agregar el <b>proyecto N°148: "Ampliación S/E Pilauco Instalación 2°</b>	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a la obra "Instalación 2° Transformador en Subestación

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
recomendados; Página 201	<p>Se observa que proyecto Ampliación S/E Pilauco nuevo equipo de transformación T2 120 MVA 220/66 kV no se encuentra con un análisis más profundo que argumente su no recomendación. No existe un análisis técnico de la zona Osorno en régimen permanente y/o transitorio. Tampoco hay una evaluación económica vía Costo de Falla de Corta Duración que sustente la no recomendación del proyecto para solucionar este inconveniente del Sistema de Transmisión Zonal desde el punto de vista de la seguridad.</p> <p>Además, se visualiza que al evaluarlo por CFCD, considerando la propagación de falla, es un proyecto que aporta beneficios al Sistema.</p> <p>Por otra parte, Con fecha 6 de noviembre de 2015, la Dirección de Planificación y Desarrollo del CDEC-SIC emitió Informe Preliminar con "Propuesta de Requerimientos de los Sistemas de Subtransmisión", en los que revisa el cumplimiento de la Norma Técnica vigente a las instalaciones de Subtransmisión que se conectan al STT en el nivel de tensión de 220 kV.</p> <p>Desde el punto de vista del cumplimiento normativo del capítulo 3 de la NTSyCS, orientada el cumplimiento de exigencias mínimas que se deben considerar en la planificación de los sistemas, en su revisión la DPD considera los siguientes aspectos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Mantenimiento de Interruptores sin pérdida de la carga conectada.</li> <li>2.- Propagación de fallas de severidad 9 (falla en barra).</li> <li>3.- Propagación de fallas de severidad 8 (falla en transformador).</li> </ol> <p>En relación con instalaciones pertenecientes al Grupo SAESA, se pronuncia sobre incumplimientos en el caso de fallas de severidad 8 y 9 en las instalaciones de la SE Valdivia y de la SE Pilauco con su conexión en SE Rahue, que obligarían a realizar mejoras en las conexiones de 220 kV y a la instalación unidades de transformación adicionales.</p> <p>La interpretación de la DPD es que si una falla provoca inestabilidad sistémica o pérdidas de consumo, aunque sea momentánea, existe propagación de la</p>	<p><b>transformador 220/66 kV"</b> al plan de expansión.</p> <p>Se entregan como anexos el informe de análisis bajo contingencia del ATR1 S/E Pilauco de la empresa Saesa adjunto. El documento es "Análisis ATR1 Pilauco_Rev3" con sus archivos anexos respectivos y la Base de Datos en formato DigSilent ocupada para las modelación y obtención de los resultados.</p>	<p>Pilauco", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, toda vez que el análisis de seguridad mediante CFCD, incorporado en las bases de datos que se adjuntaron al Informe Técnico Preliminar, en particular, en la carpeta "Evaluaciones CFCD", no muestra beneficios para esta obra.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra "Instalación 2° Transformador en Subestación Pilauco" al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>	

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>falla por lo que habría incumplimiento de la NT. En el caso de la SE Pilauco, la evaluación resultó como sigue:</p> <p>1.- Se cumple con factibilidad de mantenimiento de Interruptor puesto que el paño en Rahue tiene acceso a la Barra de Transferencia.</p> <p>2.- No se cumple en caso de falla severidad 9. La propagación de la falla en barra se controlaría con provisión de la conexión de Pilauco también a la Barra N° 2 de Rahue, cuya construcción ya está adjudicada.</p> <p>3.- No se cumple en caso de falla severidad 9. La propagación de la falla se controlaría con la instalación de un segundo banco de autotransformadores.</p> <p>De acuerdo a ello, la solución completa para el caso de Pilauco considera instalar el segundo banco de autotransformadores, construir la segunda alimentación en 220 kV y conectarla a la barra N° 2 de la SE Rahue mediante un nuevo paño con conexión a la Barra de Transferencia.</p>		
3	<p>Anexo 1 9.1 Proyectos no recomendados</p>	<p>El proyecto N° 146: <b>Subestación Panguipulli – Seccionamiento completo de circuito N°1 Línea 66kV Pullinque-Los Lagos</b>, no se incluye debido a que la metodología de costo de falla de corta duración no logra justificarlo.</p> <p>Se revisaron los parámetros utilizados por la CNE, en donde se observa que dejó varias fallas que desconectaron la subestación Panguipulli fuera de la evaluación porque el evento no había sido en la línea Los Lagos – Pullinque, sin embargo todas las fallas excluidas impactaron negativamente en la subestación Panguipulli, por lo que deben ser consideradas.</p> <p>Por otra parte, se hizo una revisión de todas las fallas que ocurrieron entre el año 2013 y 2017, agregando las desconexiones de la subestación por curso forzoso o por fallas con reconexión de la línea, las cuales impactan en los indicadores de las subestación y que son respaldadas por archivo adjunto. El promedio de las horas interrumpidas es de 0.23 y la probabilidad de ocurrencia en estos 5 años de evaluación es de 4.8, lo cual dista mucho del 0.8 considerado por la CNE.</p> <p>Por otra parte, al corroborar la información que tiene el Coordinador, la subestación Panguipulli se encuentra en el límite respecto a las horas de</p>	<p>Se solicita agregar el proyecto N°146: <b>Subestación Panguipulli – Seccionamiento completo de circuito N°1 Línea 66kV Pullinque-Los Lagos</b> en el plan de expansión.</p> <p>Tal como se comenta en el informe para otras iniciativas este es un proyecto indiferente en cuanto a los beneficios, sin embargo, en términos de calidad de servicio para la zona ayudaría enormemente.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a la obra Subestación Panguipulli – Seccionamiento completo de circuito N°1 Línea 66 kV Pullinque-Los Lagos, numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no concuerda con la empresa en términos de que el análisis de la obra en cuestión posea un error asociado a la omisión de desconexiones por curso forzoso y fallas por reconexión. En específico, esta Comisión se remite a evaluar aquellas fallas informadas por la SEC, que no se deben a fallas de maniobras en la operación de instalaciones adyacentes o a falta de mantenimiento.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>desconexión por concepto de indisponibilidad forzada, los cual ratifica la necesidad de este proyecto.</p> <p>Por otra parte, al existir una falla y desconectar la subestación Panguipulli se deja sin posibilidad de evacuar su energía a varios PMGDs y se deja sin suministro a clientes industriales de gran tamaño.</p> <p>Se adjunta archivos con datos que respaldan la cifra mencionada anteriormente.</p>		
4	<p>Anexo 1</p> <p>9.1 Proyectos no recomendados</p>	<p><b>Proyecto N° 104: Cholguán – Instalación transformador de respaldo 220/13.2 kV de 30 MVA.</b></p> <p>Se revisó la información compartida por la Comisión y no se encontró el detalle de la valorización del proyecto, por lo que es difícil comentar a que se deben las variaciones entre CNE y la propuesta de SAESA.</p> <p>En la presentación de proyectos en abril del año 2017, SAESA informó una valorización de 1.75 MMUS\$, con lo que el proyecto entrega beneficios para el sistema e incluso si la valorización fuera de 2.16 MMUS\$ ya entregaría beneficios para el sistema.</p> <p>Por otra parte, se detecta que la potencia utilizada corresponde a la de los clientes regulados, por lo que se solicita aclarar el motivo de no agregar la potencia de paneles Arauco, fábrica que está conectada a la subestación Cholguán con una carga significativa, según consta en modelo Digsilent del regulador.</p>	<p>Se solicita agregar el <b>Proyecto N° 104: Cholguán – Instalación transformador de respaldo 220/13.2 kV de 30 MVA</b> al plan de expansión.</p> <p>Tal como se comenta en el informe para otras iniciativas, este es un proyecto indiferente en cuanto a los beneficios, sin embargo, en términos de calidad de servicio para la zona ayudaría enormemente en caso de existir una falla en el transformador 220/13.2 kV de 50 MVA.</p> <p>Lo anterior, sin perjuicio de que, al incorporar la carga de Paneles Arauco, la evaluación revisada podría arrojar un resultado favorable a la construcción del proyecto.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al Proyecto N° 104: Cholguán – Instalación transformador de respaldo 220/13.2 kV de 30 MVA, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, y conforme a los nuevos antecedentes presentados por el observante, ha analizado nuevamente la obra según la metodología mediante CFCD la cual ha resultado que no genera los beneficios económicos al sistema su incorporación al presente plan de expansión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017.</p>
5	<p>Anexo 1</p> <p>9.1 Proyectos no recomendados</p>	<p><b>Proyecto N° 147: Subestación Valdivia-Habilitación Barra Transferencia 66 kV</b></p> <p>Proyecto fue calificado como no recomendado debido a que “la normativa no exige la no desconexión del elemento asociado al paño cuando se realiza mantenimiento al Interruptor que lo protege, debiendo realizarse cuando exista respaldo para desenergizarlo”. Sin embargo, junto con la implementación de la recomendación hecha por el Coordinador en cuanto a la Barra de Transferencia, el objetivo principal del proyecto es evitar la propagación de falla de Severidad 8 en el Transformador T1, 220/66 kV.</p>	<p>Se solicita agregar el <b>Proyecto N° 147: Subestación Valdivia-Habilitación Barra Transferencia 66 Kv</b> en el plan de Expansión.</p> <p>El proyecto busca evitar la pérdida de suministro a clientes ante falla del Transformador T1, 220/66 kV, siendo la construcción de Barra de Transferencia de 66 kV sólo uno de sus alcances, pero no el principal. En efecto, el proyecto plantea la construcción de una barra de 66 kV asociada al transformador T4, que se interconecte con la barra existente asociada al Transformador T1 mediante un paño seccionador. De esta forma, ante falla en el Transformador T1, el Transformador T4 tomaría también la carga de ese equipo evitando la propagación de falla de severidad 8. Esta propuesta considera el</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada la inclusión de la obra "Subestación Valdivia-Habilitación Barra Transferencia 66 kV", esta Comisión ha revisado los antecedentes aportados por la empresa. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, toda vez que el análisis de seguridad mediante Contingencia de severidad 9 en la S/E Valdivia muestra beneficios al sistema.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión, incorporará la obra "Ampliación en S/E Valdivia " en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>hecho de que, con la construcción de la obras ya decretadas de instalación de Transformadores en SE Nueva Valdivia más la construcción de línea 66 kV Nueva Valdivia-Picarte, el Transformador T4 de SE Valdivia quedará con capacidad disponible.</p> <p><b>Situación actual:</b> El Transformador T1 atiende cargas de Distribución, Cliente Chumpullo y apoyo a Los Lagos. El Transformador T4 alimenta la SE Picarte. Paño B3 Normalmente abierto y capacidad limitada a 35 MVA. Si falla el T1, se pierde suministro porque capacidad de T4 no es suficiente para toda la carga. Además, Paño B3 tiene capacidad limitada.</p> <p><b>[Figura 1 –Saesa]</b></p> <p><b>Situación proyectada:</b> Dos Barras de 66 kV disponibles. Los transformadores de poder y los circuitos a SE Picarte se conectan a distintas barras de 66 kV.</p> <p><b>[Figura 2 –Saesa]</b></p> <p>Esta configuración otorga mayor grado de confiabilidad para los clientes regulados y permite utilizar toda la capacidad del Transformador T4 ante falla del T1 y viceversa. La Barra de Transferencia permitiría dar respaldo a los Interruptores de los Transformadores y a futuro también a las líneas. La topología presentada obedece a las condiciones de terreno.</p> <p>Revisar documentos anexos.</p>	
6	<p>Item 14 de Tabla 13. Seccionamiento en S/E Negrete</p>	<p><b>Seccionamiento en S/E Negrete</b></p> <p>Para esta obra se indica como propietario a la empresa CGE y no a Frontel que es la propietaria de la subestación Negrete.</p> <p>En el artículo 89° de la ley se indica que las obras de ampliación son aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y</p>	<p>Se solicita que Proyecto “Seccionamiento en S/E Negrete”, sea considerado como propietario a FRONTEL.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a la modificación de propietario de la obra, esta Comisión ha revisado los antecedentes proporcionados por la empresa, las condiciones actuales de las instalaciones que se intervienen y las características de la obra propuesta, determinando que la obra debe ser asignada a la empresa Frontel.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>subestaciones eléctricas <b>existentes</b>. El revisar el párrafo anterior se interpreta que al ser existentes y tener un propietario identificado, estas ampliaciones seguirán siendo de dicho dueño, en este caso FRONTEL.</p> <p>Por otra parte, en procesos anteriores de Transmisión Troncal (actual Nacional) se discutió en reiteradas ocasiones esta situación y se puede verificar que la generalidad de los dictámenes es que las obras de ampliación de una subestación existente, se deje como propietario al dueño de esa instalación.</p> <p>Además y como argumentos adicionales, considerando las restricciones de espacio imperantes en la subestación, resulta más conveniente que una sola empresa esté a cargo de ambos proyectos, en este caso Frontel, propietaria de la subestación. Ello permitiría compatibilizar en mejor forma la ampliación de la barra de 66 kV con la habilitación de los paños de línea considerando que simultáneamente debe ejecutarse la conexión de un proyecto de generación comprometido.</p> <p>La apreciación anterior se refuerza por el hecho de que será necesario combinar la construcción de la barra de 66 kV con modificaciones simultáneas en el marco de línea. Esta restricción se debe a que la estructura de la línea en que actualmente se conecta la subestación está constituido por un marco tipo parrón, soportado en postes de hormigón atirantados, que utilizan espacio útil del recinto.</p>		<p>Conforme lo anterior, se acoge lo observado y se modificará el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, en cuanto a la indicación del propietario de la obra.</p>
7	<p>Item 13 en Tabla 13. Proyecto Ampliación en S/E Negrete.</p>	<p>En columna VI referencial se indica un monto de MMUSD 0.71 para la construcción de nuevas barras de 66 y 23 kV. A juicio de Frontel este monto no cubre algunas adaptaciones que es necesario realizar en el terreno.</p>	<p>Se solicita aumentar el VI referencial en al menos un 10%.</p>	<p>Observación se tiene por no presentada. Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a la obra Ampliación en S/E Negrete, esta Comisión ha solicitado aclaraciones y/o complementación de antecedentes mediante carta CNE N° 46 de fecha 01 de febrero de 2018, la cual no fue respondida por la empresa en el plazo establecido en la misma. Dado lo anterior, y según lo establecido en el último inciso del artículo 7° de la resolución exenta N° 18, que establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el primer proceso de planificación anual de la transmisión, esta Comisión considerará esta observación como no presentada.</p>
8	<p>Punto 4.1.13.1 Proyecto Ampliación en S/E Negrete – Descripción general y ubicación de la obra.</p>	<p>En primer párrafo se indica "Además el proyecto considera construir una segunda barra para el patio de 23 kV, que incluya un paño acoplador y espacio que permita la conexión de futuros proyectos en la zona". Sin embargo, el principal proyecto comprometido se</p>	<p>Se solicita detallar el alcance y objetivo de esta obra. De no existir un fundamento, eliminar la construcción de la segunda barra en 23 kV.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a la obra "Ampliación en S/E Negrete", numeral 4.1.13 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a detallar el alcance de la obra, esta Comisión concuerda con la empresa en cuanto a que los futuros proyectos a concretarse en la subestación dispondrán de sus propias instalaciones y por ende, correspondería eliminar la segunda barra de 23 kV de la descripción de la obra. Sin embargo, se</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		conectará disponiendo de sus propias instalaciones en ese nivel de tensión.		considerará necesario aumentar los espacios con barra y plataforma en la barra de 66 kV. Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en la descripción del proyecto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
9	Anexo 1 9.1 Proyectos recomendados no	<p><b>Proyecto N° 150: Subestación Los Muermos 110/23 kV.</b></p> <p>El motivo para la no recomendación es que la evaluación de CFCD no justifica esta obra en el plan de expansión.</p> <p>Tal como se explicó en el primer comentario de este documento, esta iniciativa debe evaluarse con una metodología distinta que considere otras variables, puesto que es un proyecto que traerá consigo mejoras en los estándares de calidad de servicio y además facilitará la conexión de nuevos proyectos de generación, que dadas las condiciones de la zona serán principalmente eólicos.</p> <p>Se adjunta informe que explica los beneficios que traerá este proyecto.</p>	Se solicita agregar el <b>Proyecto N° 150: Subestación Los Muermos 110/23 kV</b> al plan de expansión. Se solicita revisar la documentación adjunta, evaluar sus beneficios y considerar este proyecto en el plan de expansión.	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.
10	Anexo 1 9.1 Proyectos recomendados no	<p><b>Proyecto N° 120: Subestación Yumbel.</b></p> <p>El motivo para la no recomendación es que la evaluación de CFCD no se justifica esta obra en el plan de expansión.</p> <p>Tal como se explicó en el primer comentario de este documento, esta iniciativa debe evaluarse con una metodología distinta a la de CFCD, la cual considere otras variables, tales como calidad de servicio en zonas urbana y rural, crecimientos futuros, extensión de los alimentadores de distribución que abastecen esa zona y factor de posicionamiento territorial estratégico de la infraestructura eléctrica.</p>	Se solicita agregar el <b>Proyecto N° 120: Subestación Yumbel</b> al plan de expansión. Se solicita revisar la evaluación desarrollada, agregar los beneficios expuestos y considerar este proyecto en el plan de expansión de la Transmisión Zonal.	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.
11	Anexo 1 9.1 Proyectos recomendados no	<p><b>Proyecto N° 143: Subestación Barros Arana.</b></p> <p>El motivo para la no recomendación es que la evaluación de CFCD no se justifica esta obra en el plan de expansión.</p> <p>Tal como se explicó en el primer comentario de este documento, esta iniciativa debe evaluarse con una metodología distinta a la de CFCD, la cual considere otras variables, tales como calidad de servicio en zonas urbana y rural, crecimientos futuros, extensión</p>	Se solicita agregar el <b>Proyecto N° 143: Subestación Barros Arana</b> al plan de expansión. Se solicita revisar la evaluación desarrollada, agregar los beneficios expuestos y considerar este proyecto en el plan de expansión de la Transmisión Zonal.	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		de los alimentadores de distribución que abastecen esa zona y factor de posicionamiento territorial estratégico de la infraestructura eléctrica.		
12	Anexo 1 9.1 Proyectos no recomendados	<b>Proyecto N° 144-145: Licán Ray.</b> El motivo para la no recomendación es que la evaluación de CFCD no se justifica esta obra en el plan de expansión. Tal como se explicó en el primer comentario de este documento, esta iniciativa debe evaluarse con una metodología distinta a la de CFCD, la cual considere otras variables, tales como calidad de servicio en zonas urbana y rural, crecimientos futuros, extensión de los alimentadores de distribución que abastecen esa zona y factor de posicionamiento territorial estratégico de la infraestructura eléctrica.	Se solicita agregar el <b>Proyecto N° 144-145: Licán Ray</b> al plan de expansión. Se solicita revisar la evaluación desarrollada, agregar los beneficios expuestos y considerar este proyecto en el plan de expansión de la Transmisión Zonal.	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.
13	Anexo 1 9.1 Proyectos no recomendados	<b>Proyecto N° 151: Lago Ranco</b> El motivo para la no recomendación es que la evaluación de CFCD no se justifica esta obra en el plan de expansión. Tal como se explicó en el primer comentario de este documento, esta iniciativa debe evaluarse con una metodología distinta a la de CFCD, la cual considere otras variables, tales como calidad de servicio en zonas urbana y rural, crecimientos futuros, extensión de los alimentadores de distribución que abastecen esa zona y factor de posicionamiento territorial estratégico de la infraestructura eléctrica.	Se solicita agregar el <b>Proyecto N° 151: Lago Ranco</b> al plan de expansión. Se solicita revisar la evaluación desarrollada, agregar los beneficios expuestos y considerar este proyecto en el plan de expansión de la Transmisión Zonal.	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.

## 5. CHILQUINTA ENERGÍA S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	4.1.1 NUEVA S/E MÓVIL REGIÓN DE VALPARAISO, 4.1.1.1, pag 45	Debe considerar los camiones y ramplas necesarias	El proyecto consiste en habilitar un sistema de respaldo para subestaciones que no cuenten con respaldo en frío en la región de Valparaíso mediante una S/E móvil 110/66/13,2(12) kV, de 30 MVA. Se entenderá por S/E móvil a un conjunto de equipos montados sobre a lo	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía S.A., asociada a la obra "Nueva S/E Móvil Región de Valparaíso", numeral 4.1.1 del sistema C del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto al equipamiento que debe ser considerado en la descripción y valorización del proyecto "Nueva S/E Móvil Región

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>menos en un camión que conformen una rama de transformación completa, incluyendo transformador, interruptor y todos los equipos necesarios para conectarse directamente a las barras de las SS/EE a la cuales les dará respaldo.</p>	<p>de Valparaíso", esta Comisión ha revisado el requerimiento y considerará en la descripción de la obra que la nueva S/E Móvil considera la compra del camión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión modificará la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
2	<p>4.1.2 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X110 KV AGUA SANTA – PLACILLA, 4.1.2.1, pag 45</p>	<p>Debe considerar la construcción del paño de línea del circuito existente, considerando la incorporación de equipos de poder, control y protecciones. Además, debe considerar el seccionamiento de la barra de 110 kV.</p>	<p>El proyecto consiste en la construcción del tendido del segundo circuito de la línea 2x110 kV Agua Santa – Placilla con una capacidad de al menos 70 MVA a 35°C con Sol. Se deberán considerar los paños de línea en las subestaciones antes referidas en las configuraciones de barras respectivas. Además, el proyecto debe considerar la construcción del paño de línea del circuito existente y el paño seccionador de barras 110 kV en S/E Placilla.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía S.A., asociada a la obra "Tendido de Segundo Circuito Línea 2x110 kV Agua Santa - Placilla", numeral 4.1.2 del sistema C del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto de incorporar en el proyecto el paño del línea del circuito que actualmente existe y el seccionamiento de la barra, esta Comisión realizó una revisión de la consistencia del requerimiento y al respecto, no considera adecuado incorporar el paño de línea del circuito existente, dado que con la obra "Ampliación en S/E Placilla" fijada mediante el Decreto N° 418/2017, el circuito existente quedará con su paño. Respecto al seccionamiento de la barra, esta Comisión no acoge la observación de la empresa, toda vez que la construcción del paño seccionador no es parte del objetivo de la obra propuesta originalmente y de acuerdo a la metodología establecida mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, no está considerada la evaluación por análisis de seguridad mediante CFCD las fallas en barras.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no modificará la descripción y valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
3	<p>4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E CATEMU, 4.1.5.1, pag 48</p>	<p>Debe considerar la conexión del transformador contenido en el proyecto del decreto 418.</p> <p>Debe considerar la ampliación de la plataforma de la SSEE</p>	<p>El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Catemu con el objeto de permitir el seccionamiento de la línea 1x44 Tap Chagres – Los Ángeles construyendo, al menos, una nueva barra de 44 kV en configuración barra simple más transferencia, que permita la conexión de la obra "Seccionamiento en S/E Catemu", la conexión del transformador existente y del nuevo transformador según lo contenido en el decreto 418, todo lo anterior de acuerdo a la potestad establecida en el inciso final del artículo 87° de la Ley. El proyecto deberá considerar los paños de conexión de la línea 1x44 kV Tap Chagres – Los Ángeles seccionada.</p>	<p>No se acoge observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía S.A., asociada a la obra "Ampliación en S/E Catemu", numeral 4.1.5 del sistema C del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión realizó una revisión de la consistencia del requerimiento. Al respecto, considerado los antecedentes aportados por la empresa y por el Coordinador Eléctrico Nacional, esta Comisión indica que actualmente se encuentra en construcción una barra en 44 kV de acuerdo al decreto de expansión N° 418. Por tal motivo, no se modificará la configuración de barra ya establecida. Dado lo anterior, tampoco será necesario modificar la conexión del transformador 44/12 kV, 16 MVA que se encuentra en construcción.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no modificará la descripción del proyecto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
4	<p>4.1.6 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LA CALERA, 4.1.6.1, pag 49</p>	<p>Debe considerar la construcción de doble barra en 110 kV, con los respectivos paños de transformadores y los paños de líneas. No existe barra disponible 12 kV, por lo que debe considerar la construcción de la barra y de</p>	<p>El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador de 110/12 kV de capacidad máxima de 30 MVA en la S/E La Calera, con sus respectivos paños de conexión. El nuevo transformador deberá instalarse al lado del transformador N°3 de</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía S.A., asociada a la obra "Nuevo Transformador en S/E La Calera", numeral 4.1.6 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, y considerado los antecedentes adicionales presentados por la empresa, esta Comisión ha considerado incorporar al proyecto la ampliación de la barra de 12 kV para la conexión de nuevos alimentadores de</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		los paños de 12 kV asociados al nuevo transformador en configuración de doble barra.	dicha subestación y debe conectarse a una nueva barra 12 kV en configuración de barra simple con barra de transferencia, además debe considerar los paños acopladores a las barras 12 kV N°1 y 2 existentes. La barra 110 kV será en configuración de doble barra y debe considerar la construcción de los paños de transformador y de línea existentes y proyectados.	media tensión. Respecto al cambio de configuración de la barra de 110 kV, esta Comisión ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente, toda vez que la metodología establecida mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, no está considerada la evaluación por análisis de seguridad mediante CFCD las fallas en barras.  Conforme lo anterior, esta Comisión modificará el proyecto considerado sólo la ampliación de la barra de 12 kV en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
5	4.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA CHAGRES, 4.2.3.1, pag 83	La nueva LT 1 x 44kV debe considerar su construcción para doble circuito y conectarse en las SE Catemu (no Chagres)	Además, el proyecto considera la construcción de un nuevo tramo de línea de doble circuito desde la nueva subestación seccionadora Chagres hasta la actual SE Catemu.  [Figura 1 – Chilquinta]	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía S.A., asociada a la obra "Nueva S/E Seccionadora Chagres", numeral 4.2.3.1 de las obras del sistema C del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no concuerda con la empresa observante, ya que el tramo de línea observado va desde la nueva S/E Seccionadora Chagres hasta las cercanías del Tap Chagres, conectándose en la línea Tap Chagres – Los Ángeles.  Toda vez que la empresa no justifica la necesidad de modificar el tramo antes descrito y esta Comisión no observa necesidades de contar con mayor infraestructura, conforme los análisis efectuados, no se modificará la descripción de la obra en el informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017 .
6	9. Anexo 1: Antecedentes evaluación de otros proyectos 9.1 Proyectos no recomendados N°46 Nueva LT Bosquemar - Reñaca (Anillo)	Solo se consideran costos por falla de corta duración. Existe fragilidad operacional en caso de falla y/o mantenimiento de instalaciones	Estudiar impacto debido a mantenimiento y fallas debido a sobrecargas en distribución debido a mantención en la LT (TIC, FIC, SAIDI, SAIFI)	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.
7	9. Anexo 1: Antecedentes evaluación de otros proyectos 9.1 Proyectos no recomendados N°47 REFUERZO LT LAGUNA VERDE - TAP ALGARROBO	Sólo consideran fallas de corta duración y en el sistema 66 kV	Se debe considerar fallas en sistemas 110 kV Melipilla San Antonio y Laguna Verde Agua Santa (usar documentación de fallas 2017). El sistema de 66 kV debe considerarse como anillo disponible para el respaldo de consumos.  Las fallas en el sistema 66 kV, históricamente no son de corta duración.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía S.A., asociada a la obra N°47 "Refuerzo LT Laguna Verde - Tap Algarrobo", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal C del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, toda vez que el tramo en cuestión contará con el criterio de seguridad N-1 desde la entrada en servicio del transformador 220/66 kV en S/E Casablanca, y no se ha considerado la inclusión de obras por criterio N-2, como lo sería al considerar fallas en las líneas de 110 kV mencionadas en la observación. Además, el análisis de seguridad mediante CFCD no muestra beneficios para el sistema por la inclusión de esta obra. Conforme a lo anterior, no

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				se incorporará la obra Refuerzo LT Laguna Verde - Tap Algarrobo en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
8	<p>9. Anexo 1: Antecedentes evaluación de otros proyectos</p> <p>9.1 Proyectos no recomendados</p> <p>N°48 REFUERZO LT SAN ANTONIO - TAP ALGARROBO</p>	<p>Sólo consideran fallas de corta duración y en el sistema 66 kV</p>	<p>Se debe considerar fallas en sistemas 110 kV Melipilla San Antonio y Laguna Verde Agua Santa (usar documentación de fallas 2017). El sistema de 66 kV debe considerarse como anillo disponible para el respaldo de consumos.</p> <p>Las fallas en el sistema 66 kV, históricamente no son de corta duración.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía S.A., asociada a la obra N°48 "Refuerzo LT San Antonio - Tap Algarrobo", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal C del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, toda vez que el tramo en cuestión contará con el criterio de seguridad N-1, y no se ha considerado la inclusión de obras por criterio N-2, como lo sería al considerar fallas en las líneas de 110 kV mencionadas en la observación.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra Refuerzo LT San Antonio - Tap Algarrobo en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
9	<p>9. Anexo 1: Antecedentes evaluación de otros proyectos</p> <p>9.1 Proyectos no recomendados</p> <p>N°50 Segundo Circuito LT Calera - Melón</p>	<p>Existe fragilidad operacional para mantenimiento de instalaciones TxZ</p>	<p>Estudiar impacto debido a mantenimiento en instalaciones TxZ (TIC, FIC, SAIDI, SAIFI)</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p>
10	<p>9. Anexo 1: Antecedentes evaluación de otros proyectos</p> <p>9.1 Proyectos no recomendados N°58 Nueva S/E Ritoque</p>	<p>Actualmente las cargas asociadas a S/E Quintero no tienen respaldo completo, por lo que esta nueva Subestación agregaría confiabilidad. La potencia actual del sistema costa norte alcanza cerca de los 36 MW máximos, con proyectos de aumento de capacidad, por lo que es importante tener una vía alternativa de alimentación.</p> <p>La zona como "isla" no se tiene opciones de respaldo con otra SE.</p> <p>Existen nuevos requerimientos de bloques de demanda (Hotel y planta desalinizadora), sin embargo ya no existe espacio en SE Quintero</p>	<p>Se solicita re-estudiar incorporación al Plan 2017</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía S.A., asociada a la obra N°58 "Nueva S/E Ritoque", esta Comisión ha solicitado aclaraciones y/o complementación de antecedentes mediante carta CNE N° 41 de fecha 01 de febrero de 2018, en cuya respuesta no se han justificado los nuevos requerimientos de bloques de demanda de la zona. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
11	<p>9. Anexo 1: Antecedentes evaluación de otros proyectos</p>	<p>Esto permitiría alimentar el sistema 44 kV hacia las cargas del sistema Cordillera (ampliación Rio Blanco) y también permitiría tener referencia de tierra en el lado 44 kV del sistema</p>	<p>Se solicita re-estudiar incorporación al Plan 2017</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía S.A., asociada a la obra "Nuevo transformador en S/E San Felipe 110/44 kV, 30 MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema,</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	9.1 Proyectos no recomendados N°71 Nuevo transformador en S/E San Felipe 110/044 kV, 30MVA			<p>su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal C del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, toda vez que la demanda máxima no es coincidente con los consumos de Río Blanco y Juncal, que serían de 2,88 MW en todo el horizonte de análisis, los cuales pueden ser abastecidos por los actuales transformadores 110/44 kV de S/E Las Vegas, además de contar con el respaldo del existente transformador 44/12 kV, 10 MVA, de la S/E San Felipe. Con respecto a la referencia de tierra, el equipo 110/44 kV de S/E Las Vegas tiene conexión Dyn1, según lo informado por parte de Chilquinta Energía S.A. al Coordinador Eléctrico Nacional.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra Nuevo transformador en S/E San Felipe 110/44 kV, 30 MVA al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
12	4.1.7 Nuevo Transformador en S/E San Pedro, pag 50	Explicar el alcance de "La normalización del paño 110 kV del transformador existente". Esto quiere decir que ambos transformadores (nuevo y existentes) quedaran con interruptor y otros equipos de maniobras ¿??	Se propone una barra en 110 kV de S/E San Pedro, con dos interruptores en para los dos transformadores además de los correspondientes equipos de medida y maniobras.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía S.A., asociada a la obra "Nuevo Transformador en S/E San Pedro", del numeral 4.1.7 de las obras del sistema C del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión ha incorporado en la valorización del proyecto las obras solicitadas en su observación, utilizando la metodología de análisis de seguridad mediante CFCD la que ha determinado que la obra no genera beneficios para el sistema. Dado lo anterior, esta Comisión eliminará de la propuesta de expansión la obra "Nuevo Transformador S/E San Pedro" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
13	7.6.2 Aumento de capacidad línea 2x110 kv Aconcagua –Esperanza, segmento entre s/e río Aconcagua y s/e Panquehue, pag 46	Es posible aumentar la capacidad del conductor propuesto (Butte)??, Esto con el objetivo de permitir liberar más potencia de S/E Rio Aconcagua (350 MVA)	Se propone un conductor de mayor capacidad de potencia, no obstante esto se debe verificar con que las estructuras existentes soporten dicho conductor.	<p>Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía S.A., asociada a la obra "Aumento de capacidad línea 2x110 kV Aconcagua –Esperanza, segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Panquehue", del numeral 7.6.2 de las obras del sistema C del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no concuerda con la empresa en términos de se requiera una capacidad mayor de los conductores propuestos toda vez que los análisis que se han presentado en el Informe Técnico Preliminar no se visualiza la necesidad de aumentar capacidad para mayores transferencias. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha detectado que en el numeral 4.1.3 del sistema C del informe se debe modificar en la descripción del proyecto la capacidad de transporte del nuevo conductor de 140 MVA a 155 MVA.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión modificará el texto de la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
14	9. Anexo 1: Antecedentes evaluación de otros proyectos 9.1 Proyectos no recomendados N°62	Esta subestación posee dos unidades de 8 MVA y una demanda máxima total de 10 MVA. Frente a una contingencia, no existe posibilidad de respaldo a través de la red de distribución, por lo que se hace necesario aumentar capacidad de una unidad	Se solicita re-estudiar incorporación al Plan 2017	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Aumento Capacidad S/E Melón			del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, lo cual sído recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.
15	9. Anexo 1: Antecedentes evaluación de otros proyectos 9.1 Proyectos no recomendados N°46 Nueva LT Bosquemar - Reñaca (Anillo)	Las LLTT Bosquemar y Reñaca son actualmente de simple circuito (teniendo las 5 primeras estructuras comunes) alimentadas radialmente desde la S/E Concón. El proyecto presentado, permite recuperar la condición de suficiencia y seguridad N-1 para la alimentación de estas subestaciones	Se solicita re-estudiar incorporación al Plan 2017	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, lo cual sído recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.
16	9 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS, 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, página 196	Ambas alternativas para solucionar N-1 de la SE El Melón (50: Segundo Circuito LT Calera – Melón; 61: Tap-Off Lo Campo 110-44 kV y LT 44 kV Tap-off Lo Campo - Catemu) son descartadas desde el punto de vista de suficiencia (debiera ser confiabilidad)	Se solicita re-estudiar incorporación al Plan 2017	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, lo cual sído recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.

## 6. EÓLICA LA ESTRELLA SPA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Anexo 5	1.- No se consideró el <b>Parque Eólico La Estrella</b> (50 MW) en el plan de Obras de Generación.	Se presentaron a la CNE y al CEN todos los antecedentes solicitados por ambas instituciones, dando cuenta del grado de desarrollo del proyecto: Proyecto 100% desarrollado, con todos sus permisos y financiamiento, faltando únicamente la autorización a la solución de conexión, la cual estaba acordada con la Empresa Transmisora (CGE) - No se entiende la no inclusión de este	No se acoge la observación. El proyecto indicado no cumple con los requisitos para formar parte de los antecedentes que son utilizados para generar los planes de obra de generación, según lo indicado en el numeral 6 del Informe Técnico Preliminar y en la Resolución Exenta N° 711, esto es, los proyectos de generación declarados en construcción y los proyectos comprometidos, según se establece en la misma resolución.  Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			proyecto en el Plan de Obras de Generación, se solicita la inclusión del mismo.	
2	Punto 4.2	2.- No se consideró la solución de conexión propuesta para la interconexión del Parque Eólico La Estrella: S/E seccionadora La Estrella en la línea de 110 kV Quelentaro-Portezuelo de propiedad de CGE.	Al no considerar la solución de conexión propuesta, ni alguna otra de similares características en la línea mencionada, se impide la interconexión de un proyecto eólico de 50 MW completamente desarrollado al sistema eléctrico Chileno. Por razones técnicas, eléctricas y ambientales no es viable la interconexión del Parque Eólico la Estrella a las subestaciones existentes Portezuelo o Quelentaro, ambas a más de 40 Km de distancia en línea recta del proyecto en cuestión. Se solicita la incorporación de S/E seccionadora en la línea Quelentaro - Portezuelo, según los antecedentes enviados a CNE y CEN.	No se acoge la observación. El proyecto indicado no cumple con los requisitos para formar parte de los antecedentes que son utilizados para generar los planes de obra de generación, según lo indicado en el numeral 6 del Informe Técnico Preliminar y en la Resolución Exenta N° 711, esto es, los proyectos de generación declarados en construcción y los proyectos comprometidos, según se establece en la misma resolución.  Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.

## 7. PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO LUZ DEL NORTE SPA (FIRST SOLAR)

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	7.1.5 Nueva S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al Sistema de Transmisión Nacional	Condiciones operativas específicas del sistema	Se deben incluir cuáles son las condiciones operativas específicas del sistema que obligan a que la solución se deba realizar utilizando almacenamiento de energía.	No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
2	Idem	Bases de especificación	Se debe aclarar cómo se definió la cantidad de energía que es necesario almacenar.	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
3	Idem	Clarificación	Especificar los tipos de servicios que se espera obtener del sistema de almacenamiento instalado	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>mantiene posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
4	Idem	Clarificación	Aclarar las tecnologías que se consideran viables para prestar el servicio de almacenamiento en este punto del sistema	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
5	Idem	Clarificación	Aclarar la existencia de condiciones geográficas específicas que deben tenerse en cuenta para el diseño del sistema de almacenamiento	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
6	Idem	Clarificación	Se debe aclarar si en todos los casos posibles los activos de almacenamiento pertenecerán al Sistema de Transmisión Nacional.	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

## 8. STATKRAFT CHILE INVERSIONES ELÉCTRICAS LTDA.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Pertinencia de incluir S/E Don Andrés dentro del Plan	La obra propuesta viene a solucionar problemas asociados a la generación y, más aún, tiene características propias de ese mercado. La generación, en Chile, no es planificada centralmente y, de hecho, nada impide que privados que lo deseen pongan a disposición del coordinador inversiones en sistemas de almacenamiento.	Eliminar S/E Don Andrés del Plan	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
2	Remuneración asociada a S/E Don Andrés dentro del Plan (págs 36 y 140)	En página 140 se establece que "Cabe destacar que los sistemas de almacenamiento presentes en las nuevas subestaciones, podrán participar de los mercados de capacidad, obteniendo de esta forma ingresos derivados de su aporte a la suficiencia del sistema (Ingresos por venta de potencia)". El ingreso por potencia es un atributo de la generación de electricidad, el que no puede ser regulado por una expansión de la transmisión.	Eliminar S/E Don Andrés del Plan	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
3	Remuneración de sistemas de almacenamiento	<p>Dado que en Chile no existe una preferencia tecnológica, bien podrían solicitar los dueños de otros sistemas de almacenamiento (embalses, canchas de carbón, sales de torres CSP, etc.) que se los remunere por ello. Sin embargo, ello está fuera del alcance de un plan de expansión de la transmisión.</p>	Eliminar S/E Don Andrés del Plan	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
4	Necesidad de inversión en sistemas de almacenamiento	<p>La justificación de la necesidad de un sistema de almacenamiento, según se señala en el plan, es que "se prevé una alta inyección de energías renovables de carácter intermitente durante el período de análisis». No hay ninguna razón para que sean todos los chilenos quienes paguen por algo cuya necesidad causan unos pocos (aquellos que inyectan energía de un modo intermitente), y cuyo beneficio obtendrán precisamente quienes causan la necesidad, al elevar los costos marginales (y sus ingresos) en períodos de abundancia de generación.</p>	Eliminar S/E Don Andrés del Plan	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
5	Plazos asociados a líneas Entre Ríos – Ciruelos y Ciruelos - Pichirropulli	El plazo de 84 meses (7 años) después de adjudicación parece excesivo, y las holguras de tiempo adicionales que suelen observarse después de adjudicar los contratos hacen prever que las obras entrarán en operación con retraso.	Reducir plazo a 60 meses.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Statkraft Chile Inversiones Eléctricas Ltda, asociada a las obras " Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV " y "Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli, Energizada en 220 kV", numeral 3.2.5 y 3.2.6 respectivamente del sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a la disminución del plazo constructivo de la obra, esta Comisión no acoge dicha solicitud, dado que los antecedentes entregados por la empresa no representan una planificación coherente con la extensión de la línea (420 km aprox.) y la zona de emplazamiento involucrada, que requiere de al menos 84 meses para su construcción. Esto, en atención a que para efectos del proyecto y su construcción se requieren de los siguientes plazos para su concreción:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El estudio de impacto ambiental se inicia un mes después de comenzada la ingeniería del proyecto. El proceso de la gestión medioambiental para este tipo de proyectos hasta su aprobación puede durar aproximadamente 30 meses.</li> <li>- El plazo para instalación de faenas de 4 meses.</li> <li>- El plazo para la construcción de líneas de 48 meses.</li> <li>- El plazo para las pruebas y puesta en servicio de 2 meses.</li> </ul> <p>Además, existen algunas variables que podrían retrasar la ejecución del proyecto, como el clima, retraso en la construcción de caminos de acceso producto de las condiciones climáticas, entre otras variables territoriales y medioambientales de la zona.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones de plazo al proyecto indicado.</p>
6	Reforzamiento de sistema sur en 220 kV	La línea 2x220 KV al sur de Cautín presenta varios tramos en el que uno de los conductores es más débil que el otro, limitando la capacidad de transmisión. Por otro lado, así como hacia el norte se observó un rápido crecimiento del parque solar que condujo a	Considerar el cambio de conductor en dichas líneas, ampliando la potencia del sistema	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Statkraft Chile Inversiones Eléctricas Ltda, asociada al reforzamiento del sistema sur en 220 kV, esta Comisión ha solicitado aclaraciones y/o complementación de antecedentes de acuerdo a carta CNE N° 47 de fecha 01 de febrero de 2018, cuya respuesta dada por la empresa sólo aporta con los proyectos</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		vertimiento de energía por restricciones de transmisión, es esperable que en el sistema sur ocurra lo mismo, dadas las posibilidades de incrementar el parque eólico en la zona y el plazo que tomará el refuerzo en 2x500 kV		de generación que se conectarían en la zona sur, pero no entrega ningún análisis técnico ni evaluación económica que muestre la necesidad de la obra solicitada. Al respecto, se indica que los proyectos de generación que se encuentran comprometidos de acuerdo a la licitación de suministro regulado del proceso 2016 (2015/01) fueron considerados en los modelos de simulación con la cual se sustenta el presente plan de expansión. En base a lo anterior, no se visualiza la necesidad de incluir más proyectos a los ya propuestos por la CNE en su Informe Técnico Preliminar.  Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.

## 9. TAMAKAYA ENERGÍA SPA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.2 Obras Nuevas del Sistema Nacional	<p>Considerando el valor de inversión de todo el sistema de transmisión nacional a la fecha, el plan de obras de transmisión propuesto por la Comisión supone un incremento de aproximadamente USD 3000 millones del Valor de Inversión (VI) al año 2027, en circunstancias en que el incremento de la demanda (de acuerdo a las proyecciones que utiliza la Comisión en el informe técnico preliminar) entre 2017 al 2027 es tan sólo del 33%.</p> <p>En este plan, el efecto de sustentar el desarrollo de generación futuro sólo en energía renovable obliga a una sobre instalación de las obras de transmisión, las que pasan a tener el mismo factor de planta de las plantas renovables; es decir, una ocupación del 30-35% del tiempo, obligando a triplicar las obras de transmisión necesarias para cubrir el crecimiento de la demanda. En opinión de Tamakaya, lo anterior se produce porque no hay una transición gradual hacia las tecnologías renovables variables, las que necesariamente deben ser complementadas por tecnologías convencionales, gas o hidro, mientras no existan alternativas económicamente viables como las baterías u otras que puedan reemplazarlas.</p>	<p>Tamakaya Energía SpA solicita a la Comisión que se incluya en los análisis los escenarios C y D establecidos en el informe de Planificación Energética de Largo Plazo, ponderando la relación entre los incrementos de la demanda y el valor de la inversión como un indicador de la racionalidad del plan de transmisión que se propone, estableciendo de igual forma un plan optimizado de la entrada en operación de las instalaciones propuestas, con fechas claras respecto de las obras que se quiere desarrollar.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Tamakaya Energía SpA, asociada a la inclusión de los escenarios C y D establecidos en el Informe Preliminar de la Planificación Energética de Largo Plazo, cabe señalar que la elección de los escenarios por parte de la CNE es consecuencia de la aplicación de la metodología contenida en la Resolución N°711, en especial en su Artículo 11, numeral 5, el que establece expresamente que le corresponde a la Comisión evaluar cada uno de los escenarios de la PELP, y <b>definir aquellos</b> que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en dicha planificación energética. El detalle de su aplicación ha sido más detallado en el Capítulo 6 del presente Informe Técnico.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por otro lado, no existe tampoco en la propuesta de obras de transmisión sensibilidades a la fecha de puesta en servicio de las obras, que permitan determinar cuál es el desarrollo óptimo de las obras propuestas, de manera de que el desarrollo sea eficiente, tal como se establece en la letra c) Art 5 de la Res. 711.</p>		
2	<p>Sección 6.3.7 Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión (Pág 97)</p>	<p>Tomando como referencia la capacidad instalada actual del Sistema Eléctrico Nacional, considerando los proyectos declarados en construcción, el plan de obras asociado a los escenarios [A, B y E] y sensibilizando los factores de planta típicos de cada tecnología bajo condiciones de sequía y suministro en horas no solares, se detectan márgenes de reserva decrecientes que no guardan relación con las holguras mínimas que deben considerarse en un proceso de planificación de largo plazo. Es más, en el escenario de demanda alta considerado por la Comisión y bajo las condiciones operativas antes descritas, a partir del año 2030, el parque generador proyectado en el plan de expansión, en todos los escenarios de generación propuestos no cubriría la demanda.</p>	<p>Tamakaya Energía SpA solicita revisar los planes de obras de tal manera que se considere los escenarios C y D establecidos en la Programación Energética de Largo Plazo, los que incluyen generación convencional de tal manera que se asegure el suministro de la demanda bajo las condiciones extremas de sequía y en horas no solares.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Tamakaya Energía Spa, asociada a la inclusión de los escenarios C y D establecidos en el Informe Preliminar de la Planificación Energética de Largo Plazo, cabe señalar que la elección de los escenarios por parte de la CNE es consecuencia de la aplicación de la metodología contenida en la Resolución N°711, en especial en su Artículo 11, numeral 5, el que establece expresamente que le corresponde a la Comisión evaluar cada uno de los escenarios de la PELP, y <b>definir aquellos</b> que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en dicha planificación energética. El detalle de su aplicación ha sido más detallado en el Capítulo 6 del presente Informe Técnico.</p>
3	<p>Sección 6.4.5.2 Sub etapa de Evaluación Económica de los proyectos (Pág 117)</p>	<p>Tamakaya Energía SpA estima que no corresponde introducir los sistemas de almacenamiento como elemento optimizador del sistema de transmisión puesto que no se ha reglamentado ni su operación ni su remuneración. Por lo demás, el proyecto propuesto es claramente equivalente a una obra de generación, pues este sistema de almacenamiento actúa como un acumulador de energía equivalente a lo que hace un embalse, el que acumula energía en ciertas horas para ocuparlas en otra y que percibe una remuneración por estas inyecciones de energía, así como por capacidad.</p> <p>La propuesta de inversión en acumulación que sería pagada a través del VATT es sumamente peligrosa, pues abre espacio para que el regulador introduzca inversiones que claramente se asocian al mercado de la generación y sobre el cual no tiene influencia, a través de las obras de transmisión.</p>	<p>Tamakaya Energía SpA solicita eliminar la inclusión de esta inversión del plan de expansión de transmisión.</p>	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
4	Sección 7.2.1 S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110kV (Pág 142)	En opinión de Tamakaya Energía SpA, no parece razonable que se haya analizado los impactos de esta obra solamente para los años 2021 y 2022, debiéndose evaluar los impactos en todo el periodo evaluado en el Plan de Expansión.	Tamakaya Energía SpA solicita explicitar los impactos sobre el circuito de la Línea 2x220 kV O'Higgins-Coloso 2x245 MVA producto de su intervención por expansión zonal S/E Seccionadora Nueva La Negra, para todo el horizonte que incluye la planificación.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Tamakaya Energía SpA, asociada a la obra "S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110kV", esta Comisión concuerda con la empresa en términos de explicitar los impactos de la obra de expansión propuesta sobre la línea 2x220 kV O'Higgins – Coloso para todo el horizonte de evaluación.  Conforme lo anterior, esta Comisión incluirá el análisis completo en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
5	Anexos Plan de Expansión – Base de Datos – Planilla Evaluación Económica General TxT.xlsx, "Nueva Línea HVDC Huelquén – Kimal"	En la planilla <b>Evaluación General TxT.xlsx</b> , hoja <b>VAN Obra 7</b> "Nueva Línea HVDC Huelquén – Kimal" se ha detectado que dentro de las fórmulas de cálculo del VAN (en particular en la Columna P) no se ha incluido el valor de la perpetuidad en ninguno de los proyectos.	Tamakaya Energía SpA, solicita a la Comisión clarificar la procedencia de incluir en la evaluación la perpetuidad incluida en la columna P de la planilla <b>Evaluación General TxT.xlsx</b> , hoja <b>VAN Obra 7</b> "Nueva Línea HVDC Huelquén – Kimal". En caso de requerirse la inclusión del valor señalado, reevaluar los escenarios que incluyen esta obra para determinar el costo efectivo de ésta en el plan de expansión propuesto.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Tamakaya Energía SpA, asociada a la Planilla de Evaluación Económica "Evaluación General TxT.xlsx", esta Comisión no concuerda con la empresa, por cuanto las perpetuidades de los pagos de las instalaciones de transmisión propuestas sí han sido incluidas en la evaluación de los proyectos, toda vez que éstas se encuentran agrupados por proyecto en las columnas D-E-F y entre las filas 37 y 76 de la pestaña "VAN Obra 7", en la planilla "Evaluación General TxT.xlsx". La columna P, señalada por la empresa en su observación, representa el VAN de las distintas obras de transmisión sin perpetuidades, a las cuales se les agregan las perpetuidades en las celdas antes señaladas.  Conforme a lo anterior, esta Comisión no efectúa una reevaluación de los escenarios, toda vez que no existe una modificación en los costos anualizados de inversión de las obras.

## 10. AELA GENERACIÓN S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 3.1, pág: 21	Proyecto N°4: Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín presenta plazos de 3 años (36 meses) para 115 kms de línea.	Disminuir plazos máximos a 2 años (24 meses). Se observa gran vertimiento eólico en la zona.	Observación se tiene como no presentada. Con relación a la observación presentada por la empresa Aela Generación S.A., asociada al Proyecto N°4: Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín, esta Comisión ha solicitado aclaraciones y/o complementación de antecedentes de acuerdo a carta CNE N° 38 de fecha 01 de febrero de 2018, la cual no fue respondida por la empresa en el plazo establecido en la misma. Dado lo anterior, y según lo establecido en el último inciso del artículo 7° de la resolución exenta N°18, que establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el primer proceso de planificación anual de la transmisión, esta Comisión considerará esta observación como no presentada.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
2	Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 3.2, pág: 25	Proyecto N°4: Nueva S/E seccionadora JMA 220 kV presenta plazo de 3 años (36 meses)	Disminuir plazos máximos a 2 años (24 meses). Esto en base a que las obras son menores considerando las cercanías de las líneas de transmisión a seccionar.	Observación se tiene como no presentada. Con relación a la observación presentada por la empresa Aela Generación S.A., asociada al Proyecto N°4: Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV, esta Comisión ha solicitado aclaraciones y/o complementación de antecedentes de acuerdo a carta CNE N° 38 de fecha 01 de febrero de 2018, la cual no fue respondida por la empresa en el plazo establecido en la misma. Dado lo anterior, y según lo establecido en el último inciso del artículo 7° de la Resolución exenta N°18, que establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el primer proceso de planificación anual de la transmisión, esta Comisión considerará esta observación como no presentada.
3	Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 3.2, pág: 25	Proyectos N°5 y N°6 presentan plazo de 7 años (84 meses), que se observa muy extenso al considerar estudio de franja 2 años (no vinculante con el EIA), 1 año de licitación y 7 años de construcción. En total, 10 años en el cual los sistemas se desacoplarán en forma importante de las horas de generación de los proyectos eólicos ya en curso, y cuyas inversiones no podrían ser retrasadas.  Es importante no repetir la situación de sistema Norte del SIC, dando premura a proyectos capaces de evacuar la energía de la zona SIC-Sur.	Se solicita disminuir los plazos de construcción a 5 años.  En subsidio se solicita considerar la opción de un esquema de baterías que ayude a reducir el curtailment de las inyecciones eólicas de la zona.	Observación se tiene como no presentada. Con relación a la observación presentada por la empresa Aela Generación S.A., asociada al Proyecto N°5 y N°6, esta Comisión ha solicitado aclaraciones y/o complementación de antecedentes de acuerdo a carta CNE N° 38 de fecha 01 de febrero de 2018, la cual no fue respondida por la empresa en el plazo establecido en la misma. Dado lo anterior, y según lo establecido en el último inciso del artículo 7° de la resolución exenta N°18, que establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el primer proceso de planificación anual de la transmisión, esta Comisión considerará esta observación como no presentada.

## 11. ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	<b>General</b> Uso de almacenamiento en planificación de la Transmisión	En Chile, el mercado de generación siempre ha sido competitivo y de libre participación, donde cada agente asume sus propios riesgos al construir nuevas instalaciones de generación y firmar contratos de suministro con clientes finales. Consistente con lo anterior, la legislación vigente no permite que medios de generación sean planificados como elementos de transmisión.  Dado lo anterior, sería inaceptable que, para evitar la saturación de un tramo de transmisión, se planifique como "obra de transmisión" una de generación, pues el mercado de la generación se expande de acuerdo a señales de precios.	No considerar a los sistemas de almacenamiento como herramienta de planificación de la transmisión.	Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Si bien, los “sistemas de almacenamiento” no producen por sí solos energía, sí son elementos que participan en el mercado de la generación. Incluso, una central de bombeo es un sistema de almacenamiento y, a la vez, es un medio de generación. Lo anterior queda de manifiesto en la definición de “Sistema de Almacenamiento de Energía” que establece el artículo 225 de la Ley, en el cual se señala que el sistema de almacenamiento corresponde a “<i>Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una <b>transformación inversa, inyectarla nuevamente</b> al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema</i>”.</p> <p>La definición anterior deja de manifiesto que:</p> <p>A. Los sistemas de almacenamiento son instalaciones que efectúan una <u>transformación inversa</u> de energía eléctrica activa con el fin <u>de inyectarla al sistema</u>. Estas son cualidades propias de los sistemas de generación, a diferencia de los sistemas de transmisión cuya función es transportar energía eléctrica de un punto del sistema eléctrico a otro.</p> <p>B. Los sistemas de almacenamiento pueden utilizarse como Servicio Complementario (<u>seguridad</u>) y en el mercado de generación (<u>suficiencia</u> o <u>eficiencia económica del sistema</u>), pero no se señala en su definición que pueda ser utilizado como herramienta de planificación de transmisión.</p>		<p>todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
2	Proyecto S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía	<p><b>Para el improbable evento que la Comisión no acoja nuestro planteamiento indicado en la sección 1 anterior</b>, hacemos presente que la consideración de un sistema de almacenamiento con capacidad de 13 horas obliga a concluir que durante todas esas horas del día las instalaciones de transmisión se encuentran saturadas. Asimismo, si el sistema de almacenamiento se utiliza sin que exista saturación en el sistema de transmisión, una instalación de transmisión estaría realizando un arbitraje de precios de la energía, lo cual</p>	Eliminar proyecto	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>tiene efecto en los precios y el mercado de energía y lo que realmente estaría ocurriendo es una planificación centralizada del mercado de generación.</p> <p>En consecuencia y sin perjuicio de la prevención contenido al inicio del párrafo anterior, ante una eventual licitación de sistemas de almacenamiento como obras de transmisión, lo razonable es que los sistemas de almacenamiento sean solo utilizados como recursos de transmisión y no como un mecanismo que permita el arbitraje de precios. Lo anterior implica, entonces, el uso de sistemas de almacenamiento solo cuando existan efectivamente saturaciones en los sistemas de transmisión.</p>		<p>misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
3	Proyecto S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía	<p><b>Para el improbable evento que la Comisión no acoja nuestro planteamiento indicado en la sección 1 anterior,</b> solicitamos hacer explícita la conveniencia económica de licitar un proyecto de 500 millones de dólares, el cual aumentará la capacidad de transmisión entre 100 y 300 MW de ciertas instalaciones de transmisión. Una inversión de US\$ 500 millones puede aumentar la capacidad del sistema de transmisión muy por sobre los 300 MW. Como ejemplo citamos la obra Entre Ríos – Ciruelos, propuesta en el Plan de Expansión, con un VI referencial de 360 MUSD y capacidad de transmisión 1700 MVA por circuito, para una distancia aproximada de 300 km.</p> <p>Adicionalmente y sin perjuicio de la prevención contenido al inicio del párrafo anterior, consideramos que el proyecto no cuenta con el desarrollo suficiente para poder comprender el uso que dará el Coordinador al sistema de almacenamiento. Dependiendo del uso que se quiera dar al sistema de almacenamiento, se debe definir la mejor solución tecnológica, así como su dimensionamiento.</p> <p>Por último, solicitamos distribuir a quienes participan formalmente en este proceso, copia de los respaldos que justifiquen la inversión de US\$ 500 millones considerados como V.I. de referencia, y los motivos por el cual en la evaluación económica no se consideró des-economías de escala en la determinación de los V.I. de 100 MW y 200 MW de almacenamiento.</p>	Eliminar proyecto	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
4	Proyecto S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía	<p><b>Para el improbable evento que la Comisión no acoja nuestro planteamiento indicado en la sección 1 anterior,</b> solicitamos que la eventual licitación se realice como máximo con dos años de anticipación para su uso. Los sistemas de almacenamiento basados en baterías pueden instalarse en muy corto tiempo, tal como fue demostrado por la empresa TESLA, al ser capaz de instalar 100 MW de baterías en menos de 100 días en el sur de Australia.</p> <p>Lo indicado en el párrafo anterior, además de traer como beneficio la captura de la baja de precio esperada para las baterías, asegurará que el sistema de almacenamiento sea dimensionado de forma adecuada al requerimiento del sistema y que se instale en las barras del sistema dónde entreguen un mayor beneficio.</p>	Postergar proyecto	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
5	Proyecto S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía	<p><b>Para el improbable evento que la Comisión no acoja nuestro planteamiento indicado en la sección 1 anterior,</b> solicitamos que no se permita la remuneración de potencia de suficiencia de estas instalaciones. El considerar que una instalación de transmisión se incluya dentro de la remuneración de potencia de suficiencia sería una grave alteración a los principios que regulan el mercado eléctrico, perjudicando de forma directa a sus actores.</p>	Eliminar proyecto	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
6	Proyecto S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía	<p><b>Para el improbable evento que la Comisión no acoja nuestro planteamiento indicado en la sección 1 anterior</b>, solicitamos que se deje explícito que las centrales de bombeo no pueden participar como “Sistema de Almacenamiento de Energía” para la ampliación de transmisión. Lo anterior sería una clara alteración del mercado de generación, creando transferencias de beneficios desde el mercado de transmisión.</p>	Complementar el proyecto en el sentido indicado en nuestra observación	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

## 12. RODRIGO MORENO VIEYRA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Sección 6 y 7	La metodología utilizada no permite optimizar el portafolio de inversiones en transmisión, sino que solamente permite que un usuario “pruebe” y simule la operación del sistema con y sin cada una de las	<p><u>Propuesta de largo plazo:</u></p> <p>- Utilice modelos de optimización de la inversión de la transmisión para identificar aquellos portafolios de inversión que son</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Con relación a la observación asociada a la metodología de evaluación de los proyectos de Transmisión, no se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión,</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>obras candidatas de expansión. El problema evidente de esta metodología es que la fecha de entrada de cada obra candidata es seleccionada de manera arbitraria (es un dato de entrada de la metodología más que un resultado de la metodología de planificación propuesta en el Informe Preliminar) y se ignoran las complementariedades y conflictos que pueden existir entre las distintas obras candidatas (ya que la metodología consiste en probar/simular el efecto en la operación del sistema de cada obra candidata de forma individual, una a una). Esto se solucionaría si se utilizara una herramienta de optimización de la inversión, la cual es capaz (mediante técnicas de programación matemática) de recorrer todos los portafolios factibles de inversiones (i.e. distintas combinaciones de obras candidatas a construir con distintos tiempos de entrada en operación) y seleccionar el más adecuado según métricas de costo y riesgo.</p> <p>Otro problema es que se ignora la presencia de incertidumbre en el futuro de la matriz energética cuando se selecciona si una obra candidata debe o no construirse. Nótese que, bajo incertidumbre de largo plazo (como aquella presente en este problema mediante varios escenarios PELP), es necesario identificar un portafolio de inversiones que brinde coberturas adecuadas y eficientes ante la ocurrencia de los distintos escenarios de generación que pueden realizarse a futuro. Para esto es necesario utilizar un modelo de optimización estocástica (por ejemplo, que minimice un costo esperado entre varios escenarios PELP) o robusta (por ejemplo, que minimice el máximo arrepentimiento entre varios escenarios PELP).</p> <p>Además, en presencia de generación renovable es muy importante reconocer la multiplicidad de condiciones de operación que se pueden presentar hora a hora. Por ejemplo, el vertimiento de generación renovable se puede producir en aquellas horas/minutos (muchas veces de corta duración) de menor demanda y mayor producción renovable. Esto se ignora mediante una discretización de la demanda por bloques como la realizada en este estudio.</p>	<p>socialmente óptimos, los que permiten identificar adecuadamente qué activos ingresar, donde y cuando.</p> <p><u>Propuesta de corto plazo (a implementar en una versión final del Informe Preliminar):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Realice sensibilidades de las fechas de entrada de las obras más críticas (por ejemplo, las tres de mayor AVI+COMA) ya que -del análisis realizado en este Informe Preliminar- no es posible inferir si un atraso en la entrada produce más o menos beneficio al sistema.</li> <li>- Agregue indicadores de media y riesgo en todos los resultados (por ejemplo en Tabla 48). Es decir, promedio de beneficios (no solamente el beneficio por escenario) y máximo arrepentimiento.</li> <li>- Estudie los conflictos entre la línea HVDC y la solución de almacenamiento, debido a que estas soluciones tienen un grado de sustitución (es decir, el valor total de ambas soluciones conjuntas para el sistema es inferior a sumar el valor de cada solución por separado). En particular aquí hay 4 combinatorias importantes a analizar: (i) con almacenamiento y sin HVDC, (ii) sin almacenamiento y con HVDC, (iii) con almacenamiento y con HVDC, y (iv) sin almacenamiento y sin HVDC que corresponde al caso base. Se debiera realizar un análisis de riesgo que reconozca la presencia de varios escenarios PELP a futuro, escogiendo una solución con coberturas eficientes para enfrentar la incertidumbre futura.</li> <li>- Realice sensibilidades con respecto a los costos anualizados de inversión y operación de las obras candidatas más críticas (por ejemplo, las más importantes dado su AVI+COMA), de manera de probar el nivel de robustez de la solución ante un encarecimiento del proyecto.</li> </ul> <p>Nuestros estudios <i>preliminares</i> realizados en el modelo Ameba (<a href="http://ameba.cloud">http://ameba.cloud</a>) que</p>	<p>aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, lo cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>Respecto a la observación referida al sistema de almacenamiento, esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>	

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Un aspecto importante a considerar por la autoridad es que existen herramientas (tanto comerciales como académicas) para realizar este ejercicio de manera más adecuada. Dado el tamaño de las inversiones que están en juego, se recomienda que la Comisión Nacional de Energía utilice metodologías y herramientas más avanzadas en procesos futuros.</p>	<p>consideran los escenarios C, D y E de la PELP en el horizonte 2025-2040 (modelación horaria de la operación y haciendo una optimización del portafolio de inversiones de transmisión), indican que.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El link HVDC es necesario en los tres escenarios antes mencionados con fechas de entrada en operación que varían en el periodo 2027-2033. Nótese que el link HVDC es una alternativa más económica (a la AC) debido al largo (distancia) del proyecto.</li> <li>- El almacenamiento de 100-300 MW es necesario en los tres escenarios antes mencionados con fechas de entrada en operación que varían en el periodo 2027-2037.</li> </ul> <p>Mientras la decisión de almacenamiento es más robusta ante sensibilidades de costos de inversión, la decisión HVDC es más sensible a los costos del proyecto, desapareciendo del portafolio óptimo de inversiones cuando el AVI+COMA de la obra aumenta 1.5 veces (en estas condiciones se prefieren refuerzos en el sistema AC y adelantos en las inversiones de almacenamiento).</p> <p>Dado el tamaño de las inversiones sugeridas en el Informe Preliminar, se recomienda realizar todas las actividades mencionadas (al menos) para así asegurar que las inversiones propuestas presentan efectivamente mayores beneficios que costos para la sociedad.</p>	
2	Sección 6 y 7	<p>En las distintas tablas de la sección 7 donde se presentan los beneficios económicos de los proyectos, se presenta el “costo operacional sin proyecto” que es la base comparativa para determinar el beneficio de las alternativas de expansión.</p> <p>No es claro de la descripción metodológica cómo se construye este caso base y cuáles son las expansiones que se incluyen en él.</p> <p>Adicionalmente, de las tablas de resultados se desprende que el caso sin proyecto no es único sino</p>	<p>Indicar en la metodología cuales son las obras de transmisión incluidas en el caso base, y su justificación.</p> <p>Indicar por qué este caso base es diferente en el ejercicio de planificación para algunas de las obras.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>que múltiple. En particular, el “caso sin proyecto” de las tablas 39, 48, 49, 51 presenta costos distintos al “caso sin proyecto” de las tablas 60, 61. Esto nos parece incorrecto o, al menos, confuso. Es necesario, por lo tanto, aclarar por qué se considera un caso base distinto para la evaluación de algunas obras particulares.</p>		<p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión indica que los proyectos de transmisión incluidos en el caso base están mencionados en el numeral 6.3.6 del Informe Preliminar. Con respecto de la diferencia en los costos base entre lo indicado en las tablas 38, 48, 49, 51 respecto de las tablas 60, 61, esta Comisión indica que el software de planificación utilizado en el presente proceso cuenta con un módulo que permite dividir el sistema de transmisión modelado en función de los subsistemas definidos en este y la jerarquía de cómo interactúan estos. De acuerdo a lo anterior, esta Comisión realiza una reducción por áreas considerando que la utilización de las instalaciones contenidas en dicha área sea independiente de lo que ocurra en las otras. Así por ejemplo, en caso de querer simular con detalle el área A, asociada al Norte Grande, la operación de sus instalaciones no se encuentra influenciada mayormente respecto a lo que ocurre en las áreas B, C, D, E y F, por lo tanto, estas pueden ser simplificadas. Por tal motivo, se cuenta con las bases de comparación correspondientes para los casos en que se analizan los sistemas con mayor detalle, a efectos de evaluar correctamente los beneficios de cada obra.</p>
3	Sección 7	<p>Si bien se definen plazos máximos de construcción, no es claro cuál es la fecha exacta de entrada en operación para cada una de las alternativas de expansión cuando se realiza el cálculo de los beneficios económicos.</p>	<p>Indicar para cada obra candidata la fecha exacta en que se considera su entrada de operación para efectos del cálculo de beneficios.</p>	<p>Con relación a la solicitud presentada por Rodrigo Moreno, asociada a la sección 7 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, referida a indicar para cada obra la fecha exacta en que se considera su entrada de operación, esta Comisión indica que la fecha considerada se encuentra contenida en los correspondientes archivos de simulación. Sin perjuicio de ello, es posible realizar un cálculo estimativo de la fecha de puesta en servicio, considerando los plazos establecidos en la Ley, teniendo en cuenta los siguientes procesos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Emisión del Informe Técnico Definitivo Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, con o sin discrepancias. (Artículo 91°)</li> <li>2. Emisión de Decretos de Expansión de la Transmisión para las obras de deben iniciar su Proceso de Licitación o Estudio de Franja. (Artículo 92°)</li> <li>3. Elaboración de bases de licitación del Estudio de Franja (Artículo 93°)</li> <li>4. Desarrollo y Aprobación de Estudio de Franja (Artículo 94°)</li> <li>5. Elaboración de bases de licitación por parte del Coordinador y proceso de licitación (Artículo 95°)</li> <li>6. Adjudicación de licitaciones de obras (Artículo 96°)</li> <li>7. Procesos posteriores a la adjudicación para las obras nuevas sometidas al procedimiento para la determinación de franjas (Artículo 97° y Artículo 98°)</li> <li>8. Evaluación Ambiental.</li> <li>9. Ingenierías y construcción de obra.</li> <li>10. Pruebas y puesta en servicio de obras.</li> </ol>

### 13. AES GENER S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	7.1.5 Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y Enlaces al Sistema de Transmisión Nacional	No es coherente el título con la descripción, ya que se señala que pueden ser tres subestaciones las necesarias.	Se debería señalar como proyecto genérico (sin nombre) en los cuales se requiere la conexión de almacenamiento	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
2	7.1.5 Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y Enlaces al Sistema de Transmisión Nacional	<p>Se señala que se debe conectar a las subestaciones Lagunas, Carrera Pinto y Maitencillo, siendo que también podría ser factible la conexión en las subestaciones Pozo Almonte y Tarapacá, como opción a la SE Lagunas.</p> <p>Como opción a la subestación Carrera Pinto, puede ser las subestaciones Diego de Almagro y San Andrés.</p> <p>Como opción a la subestación Maitencillo puede ser la conexión a las líneas adicionales que llegan a ésta.</p>	<p>Cambiar la redacción por:</p> <p>La construcción de nuevas subestaciones con capacidad de almacenamiento y su posterior conexión a las subestaciones Pozo Almonte, Tarapacá, Lagunas, Carrera Pinto, Diego de Almagro, San Andrés, Maitencillo, o a las líneas que se conectan éstas, ya sean dedicadas o nacionales.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
3	7.1.5 Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y Enlaces al Sistema de Transmisión Nacional	En nuestra opinión es muy rígido definir a priori la potencia de cada bloque de almacenamiento en 100 MW. Debiera quedar libre en las ofertas la opción de ofertar otros tamaños y ubicaciones, que permitan cumplir finalmente con la capacidad de almacenamiento total requerida.	<p>Incluir la opción N° 3, la cual permita la construcción de almacenamiento de capacidad libre.</p> <p>Opción 3:</p> <p>En las subestaciones mencionadas u otras se podrán construir subestaciones con capacidad de almacenamiento de 260 MWh diario, con una potencia de inyección nominal de 20 MW.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
4	7.1.5 Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y Enlaces al Sistema de Transmisión Nacional	En nuestra opinión los proponentes no debieran estar obligados a ofertar por el total de la inyección necesaria, la necesidad se puede adjudicar a la combinación más económica entre las ofertas recibidas.	<p>Incluir la siguiente redacción:</p> <p>Los proponentes podrán ofertar por las opciones 1, 2 y 3, no obstante se adjudicará a la combinación de proyectos que permita cumplir con los requerimientos planteados al menor costo.</p> <p>La capacidad de almacenamiento total será de, al menos 3,9 GWh diario, con una potencia nominal de inyección total de 300MW.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

#### 14. CENTRAL CARDONES S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	1.- Punto 3.2 OBRAS NUEVAS	<p>Se considera en la planeación sistemas de almacenamiento de energía, sin embargo, en la Ley 20.936 la cual "ESTABLECE UN NUEVO SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA Y CREA UN ORGANISMO COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL", no se especifica si dicha tecnología corresponde al segmento de transmisión, ya que en su definición, sólo se indica que el sistema de almacenamiento de energía es un "Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento". Por lo anterior, no queda claro si la comisión puede establecer obras de este tipo en la planeación de la transmisión.</p>	<p>Se solicita aclarar las atribuciones que tiene la comisión para recomendar instalaciones que no estén definidas como de transmisión, y que en su naturaleza operarán bajo un esquema de compra y venta de energía, en forma similar a un generador.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
2	2.- Punto 6 METODOLOGÍA APLICADA AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN	No se observa con claridad una metodología en el proceso de planificación de la transmisión que contenga las etapas básicas de este proceso, desde construcción y selección de escenarios hasta las etapas de diagnóstico del sistema, construcción de arquitectura del sistema de largo plazo, propuesta de alternativas para desarrollar la arquitectura de largo plazo, evaluación comparativa de las diferentes alternativas y optimización de la puesta en servicio de las mismas. Sobre estas etapas se debieran obtener análisis de suficiencia, resiliencia (probabilístico), falla (probabilista), evaluación por escenario y ponderación, etc., para terminar con el diseño de las instalaciones utilizando estudios eléctricos y luego volviendo a valorizar las alternativas y obtener su especificación. Lo anterior se observa en casi todos los proyectos recomendados donde no se aprecia un análisis de alternativas que muestre que la alternativa planteada es la óptima, por ejemplo, se propone un enlace HVDC de 1500 km y +/-500 kV de tensión, se dice que el sistema lo requiere con una inversión de 1850 millones de dólares, no obstante no se compara esta solución con soluciones alternativas diferentes que demuestren que esta solución es la que aporta mayor valor al sistema, ya que sólo se analiza solo la solución propuesta.	Se solicita aclarar, mejorar o profundizar (según sea el caso) la metodología de planificación de transmisión eléctrica utilizada para la planeación del sistema eléctrico nacional. Se recomienda incorporar una sección donde se explique la metodología, criterios y supuestos de cada etapa del proceso de planificación, a nivel de un estudio de ingeniería de sistema.	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, lo cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.
3	5.- Punto 6.3.7 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	Se observa que, en los escenarios de generación, sólo se analiza la penetración de nuevas fuentes renovables, llegando estas a un 34% en el escenario de mayor penetración al año 2027, sin embargo, en la metodología para la planeación no se aprecian análisis que abarquen la flexibilidad del sistema considerando la alta penetración de fuentes de energía variable. Como antecedente, en el informe "Mesa ERNC Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura" desarrollado por GIZ y el Ministerio de Energía, se señala que al incluir las restricciones del parque térmico en el modelo de despacho horario, el nivel óptimo de generación renovable variable se encontraría en torno al 20%, aumentando los costos	Se propone incluir y justificar que el sistema puede operar con un nivel de penetración ERNC mayor al 20% sin incorporar centrales que aporten a la flexibilidad del sistema, o en su defecto corregir los planes de generación que den cuenta de esta situación.	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, lo cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		de operación (y disminuyendo flexibilidad) a medida que aumenta el nivel de penetración de energía variable en el sistema. Lo anterior podría llevar a aumentar los riesgos en el abastecimiento del sistema.		
4	6.- Punto 6.3.7 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	En el punto 6.3.7 se señala que los escenarios de planes de obra de generación incluyen factores como disposición para proyectos, demanda energética, eficiencia energética, crecimiento económico, cambios tecnológicos en almacenamientos, externalidades ambientales, entre otras, sin embargo, no se señala si se consideraron márgenes de reserva para el sistema o algún índice de confiabilidad para su elaboración.	Se propone profundizar en la metodología utilizada y mejorar la elaboración de los escenarios de generación, utilizando criterios básicos para la elaboración de los planes de generación, considerando además de los criterios señalados en el punto 6.3.7 márgenes de reserva de generación para el sistema o algún índice de confiabilidad para la elaboración.  Por otro lado, se recomienda mostrar cómo los criterios indicados en el punto 6.3.7 llevaron a la construcción de los escenarios de generación y que estos escenarios son los óptimos para ser desarrollados considerando las diferentes tecnologías disponibles en el sector eléctrico chileno.	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.
5	7.-Punto 6.3.7 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	No se incluyen diferentes escenarios de operación, solo de inversión.	Se propone incluir análisis con cambio en los precios de los combustibles para ver el efecto sobre el uso en el sistema de transmisión	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.
6	8.- Punto 7 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS Y RESULTADOS	No se especifica si el plan de transmisión celebrado en este informe trae beneficios al consumidor final, cuanto sube su tarifa de transmisión versus cuanto baja el pago completo por MWh consumido. Esto ya que es posible que la inversión en generación y transmisión estudiada en este plan no sea el óptimo, o la que menos costos traslada al usuario final. No está claro que las soluciones en su conjunto son las que minimizan el valor actualizado de inversión, operación y falla de todo el sistema.	Se propone incluir análisis global que muestre que el plan de transmisión es el óptimo para cada escenario de generación y en forma robusta todos los escenarios. Además se propone indicar bajo qué supuestos son válidas las recomendaciones de expansión realizadas en este estudio.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Central Cardones S.A, asociada a la inclusión de un análisis global respecto del plan de expansión de transmisión propuesto, esta Comisión indica que desde el numeral 7 del presente Informe se han mostrado los análisis técnicos y económicos que demuestran la conveniencia y necesidad para la inclusión en esta etapa del proceso. Respecto de los supuestos considerados, éstos se encuentran descritos en el numeral 6 del mismo Informe. Adicionalmente se indica que los análisis se efectuaron conforme lo establecido en la resolución exenta N° 711, dándose cumplimiento cabal a lo que en ella se requería.  Conforme lo anterior, esta Comisión no hará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, manteniendo los resultados expuestos en el informe.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
7	9.- Punto 7 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS Y RESULTADOS	Se observa que la evaluación de los niveles de cortocircuito en el sistema es de carácter local, en el cual se evalúan sólo los niveles de cortocircuito de las barras que son cercanas al proyecto de transmisión en evaluación, sin embargo no se tiene certeza de los niveles de cortocircuito en las barras del resto del sistema que no tienen asociado un proyecto de transmisión cercano pero que podrían ver un aumento del nivel de cortocircuito producto de la entrada en operación de los proyectos de generación.	Se propone incluir un análisis de cortocircuito para todas las barras del sistema, considerando sistemas de transmisión nacional, zonal y dedicados, para el horizonte de planificación de mediano plazo, para obtener el plan de recambio de interruptores del sistema para cada escenario en estudio.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Central Cardones S.A, asociada al cálculo de los niveles de cortocircuito en todas las barras del sistema, esta Comisión no concuerda con la empresa en términos de realizar dicho análisis, ya que es deber del propietario de la instalación velar por la correcta capacidad de ruptura de su interruptores. Adicionalmente, conforme se establece en la Ley en su artículo 89°, no corresponderán a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente. Por lo tanto, esta Comisión no incluirá el análisis solicitado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, manteniendo los resultados expuestos en el informe.
8	10.- Punto 7.1.2 NUEVO SISTEMA HVDC CENTRO – NORTE	Se observa que en la descripción del proyecto se contempla un nivel de tensión en corriente continua de 500 kV, sin embargo, en el diagrama referencial de la figura 4, se señala que el proyecto posee una tensión en corriente continua de 355 kV.	Se solicita señalar las especificaciones del proyecto que se está recomendando, tanto en sus diagramas como en su especificación escrita.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Central Cardones S.A., asociada al proyecto “Nuevo Sistema HVDC Centro-Norte”, numeral 7.1.2 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de precisar la redacción del referido numeral.  Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra y en los diagramas del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
9	11- Punto 9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS	Se observa que para el proyecto n° 1 "Subestación Los Rulos (subestación seccionadora de la nueva línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV)", mencionado en la Tabla 105: Proyectos postergados, no se entregan argumentos técnico - económicos para la no consideración de este proyecto y su conexión en el estudio de expansión de la transmisión que realizó la CNE. El argumento que se entrega hace referencia a la intervención del proyecto con la planificación de mediano plazo de la comisión, específicamente con el proyecto S/E Nueva Los Vilos. Sin embargo, en el punto 6.3.6 PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN, en donde se especifican las obras de generación y transmisión utilizadas para la realización de la planificación, no se entregan antecedentes del proyecto S/E Nueva Los Vilos (tales como puesta en servicio, valor de inversión, parámetros técnicos, etc). Tampoco se han encontrado antecedentes en la información pública de la CNE sobre este proyecto, por lo que no fue considerado en este estudio más que para justificar de alguna forma la no consideración en los análisis de la subestación Los Rulos.  Como antecedente adicional, se debe señalar que el seccionamiento Los Rulos ha sido analizado por el Coordinador Eléctrico Nacional (Ex CDEC) en su informe "INFORME PRELIMINAR	Se solicita incluir en el análisis de la planificación del sistema de transmisión a la Subestación Los Rulos, el cual debe ser estudiado en forma técnica y económica.	No se acoge la observación. El proyecto indicado no cumple con los requisitos para formar parte de los antecedentes que son utilizados para generar los planes de obra de generación, según lo indicado en el numeral 6 del Informe Técnico Preliminar y en la Resolución Exenta N° 711, esto es, los proyectos de generación declarados en construcción y los proyectos comprometidos, según se establece en la misma resolución.  Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha realizado los análisis eléctricos de incluir una nueva subestación para la conexión de la central Los Rulos, de acuerdo a los antecedentes proporcionados por el promotor, determinando que la construcción de la S/E Los Rulos requeriría de diferentes obras de adecuación adicionales en la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, de manera de asegurar la operación del sistema con criterios de seguridad.  Adicionalmente, se debe tener presente que el Decreto Exento 422 del año 2017 del Ministerio de Energía incorporó la obra Proyecto de compensación reactiva en la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico que considera, entre otras obras, la reducción de la compensación serie en el extremo Pan de Azúcar a un 53/2 % y la incorporación de 53/2 % en el extremo Polpaico. Por su parte la línea mencionada contará con reactores de línea en sus extremos de 175 MVar.  En el caso de la incorporación de la S/E Los Rulos, esto implica necesariamente el traslado de la compensación serie del extremo Polpaico al extremo los Rulos, dejando sin compensación serie el tramo Los Rulos – Polpaico, además del traslado de los reactores de línea para incorporarlos como reactores de barra en la S/E Los Rulos. Para esta última adecuación es necesaria la construcción de dos medias diagonales.  La visión de mediano plazo que se tiene para el sistema por parte de esta Comisión, contempla el desarrollo eventual de una Nueva subestación entorno a Los Vilos,

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>DETERMINACIÓN DE PUNTOS DE CONEXIÓN EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL 500 kV" de noviembre de 2016, y si bien el Coordinador concluye que son necesarios mayores análisis para recomendar el seccionamiento Los Rulos como punto óptimo de conexión, no descarta el seccionamiento.</p> <p>Además, se debe mencionar que no existe un documento o análisis de una planificación de mediano plazo oficial de la CNE para la transmisión que pueda ser citado en el informe de expansión que están promoviendo, ya que este es el informe de expansión de la transmisión.</p> <p>En resumen, se observa que la subestación seccionadora Los Rulos debiese ser analizada en igualdad de condiciones que los otros proyectos que seccionan los sistemas de 220kV y 500 kV, por lo que si va ser aprobado o descartado debe ser a través de un análisis técnico económico y no por simple inspección, como se hace en el informe de la planeación de la transmisión presentado por esta Comisión.</p>		<p>que seccione la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico en su punto medio, dado que así fue diseñada dicha línea , y que se conecte a través de un enlace en 220 kV, de 15 km de longitud aproximada, a la actual subestación Los Vilos, con la finalidad de crear un punto de apoyo al actual sistema en 220 kV, para evacuar el potencial eólico de la zona sur de la Región de Coquimbo. La construcción de esta subestación requiere la incorporación de dos reactores de barra de 175 MVAR para el control de tensión en la zona y un banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, para la conexión con 220 kV.</p> <p>Con la incorporación de la S/E Los Rulos, la futura y eventual subestación en Los Vilos requiere que sea desplazada 30 km al norte con la finalidad de que se aproxime al punto medio del eventual nuevo tramo Nueva Pan de Azúcar – Los Rulos, con lo cual el enlace alcanzaría en 220 kV una longitud aproximada de 45 km. Se debe señalar que la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico fue decretada con dos ciclos completos de transposiciones, por lo que con la incorporación de la S/E Los Rulos se deben modificar las torres existentes y de transposición para nuevamente continuar con dos ciclos completos en el eventual tramo Nueva Pan de Azúcar – Los Rulos, sin realizar transposiciones en el tramo Los Rulos – Polpaico en atención a su corta longitud.</p> <p>En el caso de la consideración de la subestación Los Rulos, se aumentarían los costos totales del sistema y se incurrirían en costos adicionales ineficientes al incluir eventualmente la subestación Los Rulos. Algunos de los costos adicionales en los que se debería incurrir adicionalmente se pueden incluir los siguientes (sin considerar aún los sobrecostos a la eventual subestación Los Vilos):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Traslado de los equipos de compensación serie de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico desde la S/E Polpaico a la S/E Los Rulos (2,7 millones de USD).</li> <li>• Traslado de los reactores de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico desde la S/E Polpaico a la S/E Los Rulos (2,7 millones de USD).</li> <li>• Modificación de la posición de las torres de transposición en la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, de manera de asegurar que la línea no presente desbalance entre sus fases (5,6 millones de USD).</li> </ul>
10	12.- Punto 13 ANEXO 5: PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN	Se observa que, en el plan de obras de generación, sólo se incluyen proyectos del tipo ERNC. En el punto 6.3.6.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción y en el punto 6.3.6.3 Proyectos Comprometidos, se señala que en la planificación sólo se han tomado en cuenta proyectos de generación declarados en construcción y proyectos comprometidos que tengan contratos de suministro. Sin embargo, se debiesen incluir análisis con proyectos que estén con RCA aprobado y que no necesariamente son ERNC pero que tienen una alta probabilidad de ser desarrollados en el sistema ya que	Se propone incluir diferentes escenarios de generación, que sean óptimos para el sistema y que consideren proyectos de generación que tengan RCA aprobada.	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		pueden obtener contrato de suministro con clientes libres.		
11	13.- Punto 13 ANEXO 5: PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN	Se observa que en la tabla 108 no se señala la potencia de las obras de generación, mientras que en el título de la tabla se indica que en esta se detalla la Potencia de los Planes de Obra de Generación	Se propone corregir tabla o aclarar información.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Central Cardones S.A., asociada a la tabla N° 108 contenida en el Anexo 5, págs. 224-227 del Informe Preliminar, esta Comisión concuerda con lo planteado por la empresa en términos que la tabla presenta un error en su encabezado donde señala "Fecha de Ingreso", debiendo decir "Potencia de Generación [MW]" . Conforme lo anterior, dicha tabla se corregirá cambiando el encabezado. Adicionalmente, se hace explícito que las celdas en blanco en la tabla N° 108, así como también en la tabla N° 107, representan la inexistencia de la central señalada para el escenario correspondiente, lo cual ahora se señala mediante la inclusión de un guión ("-") en la celda en cuestión.

## 15. TRANSELEC S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	General	<b>VI asociado reparar perjuicio de instalaciones dedicadas</b> En la descripción de las obras que afectan a instalaciones dedicadas se asigna parte del VI para la reparación de eventuales daños a dichas instalaciones. Sin embargo, no se presenta ninguna justificación de los distintos montos asignados, ni los daños que se consideran en la evaluación.	Se solicita presentar una justificación detallada de los conceptos que se incluyen en este cálculo y cómo se definen estos valores.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a presentar una justificación de los conceptos que se incluyen en el valor de inversión referencial asociado a reparar los perjuicios de instalaciones dedicadas, esta Comisión acoge la solicitud, por lo que se explicitará con mayor detalle de la valorización de la intervención de las líneas dedicadas intervenidas. Conforme lo anterior, esta Comisión, hará modificaciones respecto de la descripción y valorización de la intervención de líneas dedicadas en el capítulo 7 del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
2	General	<b>Capacidad de barras</b> En la mayoría de proyectos de nuevas subestaciones se menciona la capacidad mínima de las barras que se deben considerar en el proyecto, pero no se realiza justificación al respecto. En algunos casos los valores especificados son muy bajos en función de las transferencias esperadas en la subestaciones.  Por ejemplo, en S/E Parinas se estableció una capacidad de barra de al menos 2000 MVA para 200 y 500 kV, sin embargo los enlaces que se conectarán a la S/E en 500 kV son de 1700 MVA por lo que ante	Se solicita que se especifique y justifique, para todos los proyectos, las capacidades mínimas para las barras, estableciendo un estándar para subestaciones con características específicas, que considere la suficiente holgura para no tener que realizar intervenciones en el mediano/largo plazo.  Un criterio a nuestro juicio razonable sería considerar al menos la suma de todas las inyecciones y retiros proyectados más una holgura predefinida.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a que se especifique y justifique, para todos los proyectos, las capacidades mínimas para las barras, estableciendo un estándar para subestaciones con características específicas que considere la suficiente holgura para no tener que realizar intervenciones en el mediano/largo plazo, esta Comisión indica que no es necesario analizar todas las barras de los proyectos, debido a que cuentan con suficiente capacidad para los requerimientos futuros que se visualizaron en el presente plan. Adicionalmente, se indica que para las configuraciones de interruptor y medio, dadas su naturaleza, poseen una mejor distribución de los flujos en las barras. En los casos de configuraciones de doble barra, éstas se utilizan para menores requerimientos de capacidades, pudiendo en el futuro organizar las conexiones para las líneas, demanda y generación. Acoger lo solicitado en cuanto a utilizar la suma de todas las inyecciones y retiros,

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		indisponibilidades, mantenimientos, contingencias o incluso alguna decisión de ampliación a futuro, las transferencias de potencia por un determinado segmento de barra podrían superar los 2000 MVA.		supondría un arreglo ineficiente de la conexión en las subestaciones, hecho que se debe anticipar y evitar mediante los instrumentos que se disponen, sobre todo lo relacionado con lo establecido en el inciso 4 del artículo 79° de la LGSE. Adicionalmente, cabe hacer presente que no es parte del proceso de planificación establecer estándares con características específicas para las subestaciones. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
3	General	<p><b>Intervención de instalaciones dedicadas</b></p> <p>A lo largo del informe preliminar se señalan una serie de instalaciones dedicadas que serán intervenidas por obras de expansión nacionales y zonales, sin establecer de manera expresa la nueva calificación que debieran pasar a integrar dichas instalaciones, en conformidad al inciso final del artículo 87° de la LGSE.</p>	Para efectos de evitar incertidumbres, se solicita señalar expresamente la nueva calificación de cada una de las instalaciones intervenidas, es decir, si dichas instalaciones pasarán a integrar el segmento nacional o zonal, según corresponda en cada caso.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la intervención de instalaciones dedicadas, esta Comisión indica que no es materia del presente Informe Técnico Preliminar establecer la calificación de las instalaciones de transmisión dedicada, puesto que, de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, el cambio en la calificación de las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas, al segmento al que correspondan las obras del plan de expansión, se produce una vez publicado el decreto a que hace referencia el artículo 92° de la Ley.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
4	3.1.3	<p><b>Aumento de capacidad línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt</b></p> <p>En las cercanías de S/E Tineo (Nueva Puerto Montt), la línea en cuestión está compuesta por dos simples circuitos, separados aproximadamente por 8 km y sólo los últimos 2 km antes de llegar a S/E Puerto Montt comparten estructura. La situación descrita se puede observar en la siguiente figura.</p> <p><b>[Figura 1 – Transelec]</b></p>	Se solicita considerar este aspecto en la descripción del proyecto, ya que considerando la distancia entre ambos circuitos, existe un impacto en términos económicos y logísticos.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la obra "Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt", numeral 3.1.3 del Sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión indica que la valorización del proyecto presentada en el Informe Técnico Preliminar incluye el aumento de capacidad considerando las características actuales por donde se emplazan los circuitos, por lo que a juicio de esta Comisión no es necesario incluir en la descripción lo solicitado.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no modificará la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
5	3.1.4	<p><b>Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín</b></p> <p>En la descripción de la obra, contenida en la página 24 del documento, se especifica "...la futura Subestación Ciruelos...", sin embargo, dicha Subestación es una instalación existente.</p>	Se solicita corregir la frase "...la futura subestación Ciruelos..." por "...la subestación Ciruelos...".	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra "Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín", numeral 3.1.4 del Sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con la empresa, en términos de que se corrige la frase "...la futura subestación Ciruelos..." por la "...Subestación Ciruelos...".</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión modificará el texto de la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
6	3.2.1	<p><b>Nueva S/E seccionadora Parinas 500/220 kV</b></p> <p>En la página 25 del documento se menciona que la subestación se ubicará a 170 km al norte de S/E Cumbres, pero en la justificación del proyecto (página 120) se indica que son 150 km, acorde a las distancias establecidas.</p>	Se solicita corregir texto de la página 25 ya que entendemos que la subestación se debería ubicar a 150 km al norte de S/E Cumbres.	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra "Nueva S/E seccionadora Parinas 500/220 kV", numeral 3.2.1 del Sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con la empresa, en términos de que la S/E Parinas se ubicará a 150 km al norte de la S/E Cumbres.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión modificará el texto de la descripción en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
7	3.2.1	<p><b>Nueva S/E seccionadora Parinas 500/220 kV</b></p> <p>A partir de la descripción de las modificaciones en 220 kV se especifica el seccionamiento de la Línea 1x220 kV Eólica Taltal – Tap Taltal. No obstante, lo anterior, no se especifica ninguna obra asociada a la normalización del Tap Taltal considerando la conexión en Tap-Off de las líneas Taltal-Tap Taltal y Lalackama-Tap Taltal en la Línea 2x220 kV Papos-Diego de Almagro, ya que esta última línea pasaría a calificarse como instalación nacional. En la siguiente figura se muestra la topología proyectada de la zona.</p> <p><b>[Figura 2 – Transelec]</b></p>	Se solicita especificar en la descripción de la obra cómo se normalizará la conexión en Tap-Off (Tap Taltal) a la Línea 2x220 kV Papos-Diego de Almagro, ya que esta línea cambiaría su calificación a instalación nacional	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV, esta Comisión concuerda con lo planteado por la empresa, por lo que precisará en la descripción y valorización la condición final de conexión de los proyectos e instalaciones de transmisión intervenidas en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
8	3.2.4	<p><b>Nueva S/E seccionadora JMA 220 kV</b></p> <p>La obra tiene impacto en disminuir la impedancia equivalente en la inyección de grandes centrales hidroeléctricas hacia S/E Charrúa, no obstante podría generar un impacto negativo en término de los niveles de cortocircuito en ésta y otras SSEE cercanas.</p>	Se solicita incluir en el informe el impacto de esta obra en el nivel de cortocircuito de la <b>S/E Charrúa</b> y, de ser necesario, promover obras pertinentes o bien dejar espacio en la subestación para obras que permitan una solución a esta situación, como por ejemplo, una futura compensación serie.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra “Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV”, esta Comisión concuerda con la empresa en términos de explicitar los impactos de la obra de expansión propuesta sobre la S/E Charrúa. Conforme lo anterior, esta Comisión incluirá el análisis completo en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017
9	3.2.5 y 3.2.6	<p><b>Proyecto de expansión nacional Entre Ríos – Ciruelos - Pichirropulli</b></p> <p>En la descripción de la obra se señala que la Nueva Línea 2x500 kV deberá ser energizada en 220 kV. No obstante lo anterior, de acuerdo a los flujos proyectados en esa zona, considerando los proyectos de generación comprometidos, se requiere que la línea sea construida y energizada en 500 kV.</p>	Se solicita revisar la conveniencia técnica y económica de construir el proyecto energizado directamente en 500 kV.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada al proyecto de expansión nacional Entre Ríos – Ciruelos – Pichirropulli, esta Comisión no ve la necesidad de proponer en esta instancia su energización en 500 kV, bajo los supuestos y consideraciones expuestas en el numeral 6 del Informe Técnico Preliminar. Cabe mencionar que la obra tiene considerada una instancia de estudio de franja y un plazo constructivo de 7 años, por lo que, si en los siguientes procesos de expansión de transmisión se advierte la necesidad de energizarlo en 500 kV, se podrá complementar con las obras necesarias para dicha condición.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
10	3.2.7	<p><b>Línea 2x500 kV Kimal-Huelquén HVDC</b></p> <p>Respecto del proyecto, no se especifican los análisis técnicos y económicos que permiten concluir la ubicación óptima del enlace ni tampoco la capacidad del mismo.</p> <p>Es importante señalar que, en cuanto a la capacidad del enlace, si bien se deja espacio para el desarrollo futuro de nuevas convertidoras, los costos de implementar esta tecnología de forma parcelada son muy elevados. Si se considera una mayor holgura en el dimensionamiento, sobre todo en este tipo de enlaces que permiten administrar grandes volúmenes</p>	Se solicita complementar los análisis técnicos y económicos asociados al proyecto Kimal-Huelquén, enfocado principalmente en la evaluación de diferentes alternativas para la ubicación óptima del enlace y subestaciones convertidoras, y en la determinación de la capacidad de transferencia de potencia requerida.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada al proyecto Línea 2x500 kV Kimal – Huelquén HVDC, esta Comisión ha desarrollado una serie de análisis técnicos y económicos de alternativas para los enlaces al sistema de transmisión existente. En la carpeta de Evaluaciones Económicas se muestran los resultados de las distintas alternativas por cada escenario, con sus respectivas inversiones de transmisión. Además, se debe considerar que se han superpuesto en dichos análisis las variables y criterios medioambientales y territoriales que ha proporcionado el Ministerio de Energía para ver la factibilidad de la construcción de cada proyecto.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		de potencia sin mayores inconvenientes, el costo adicional será marginal respecto de la inversión que se deberá realizar una vez que se requieran nuevas subestaciones conversoras y un nuevo enlace.		
11	3.2.7	<p><b>Línea 2x500 kV Kimal-Huelquén HVDC</b></p> <p>La ubicación de S/E Huelquén se encuentra en un área de difícil acceso, con mucha construcción establecida y en el punto donde existe mayor separación entre las líneas de 500 kV existentes que se deben seccionar tal como se muestra en la siguiente figura (en rojo se muestra la zona donde se debería ubicar la subestación).</p> <p><b>[Figura 3 – Transelec]</b></p> <p>En este mismo contexto, una de las alternativas que aparentemente no fue evaluada corresponde a una línea de doble circuito exclusiva entre S/E Alto Jahuel y S/E Huelquén con el fin de evitar el seccionamiento de todos los circuitos de 500 kV.</p>	<p>Se solicita analizar la zona de emplazamiento de la nueva S/E y proponer una ubicación más adecuada en función de lo planteado.</p> <p>Adicionalmente, se solicita incorporar en los análisis técnicos y económicos la posibilidad de construir un enlace exclusivo para la conexión a Huelquén, evitando de esta forma, las complejidades asociadas al seccionamiento de todas las líneas de 500 kV tales como, la modificación de la compensación (a priori), modificación relevante de esquemas de protecciones, construcción de gran cantidad de paños, indisponibilidades, entre otros.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra "Línea 2x500 kV Kimal - Huelquén", numeral 3.2.7 del sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión no concuerda con la empresa respecto a que la propuesta de emplazamiento de la subestación Huelquén sea un área de difícil acceso y con mucha construcción, dado que la zona de emplazamiento fue analizada considerando los criterios y variables ambientales y territoriales proporcionados por el Ministerio de Energía, en el informe remitido mediante el oficio Ord. N°1744 de 15 de Diciembre de 2017, denominado "Planificación de la Transmisión" y como resultado de dicho análisis se concluyó que dicha zona no presenta condiciones de fragilidad ambiental que pongan en riesgo la ejecución del proyecto, principalmente porque se emplazará en predios altamente intervenidos por actividad agrícola. Respecto a la posibilidad de construir un enlace exclusivo entre la S/E Huelquén y la S/E Alto Jahuel, esta opción sí fue analizada, sin embargo, dicho enlace se descartó producto de la complejidad de acceso de dicho enlace a la S/E Alto Jahuel.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, en base a diferentes observaciones y análisis, esta Comisión ha concluido, que el punto de conexión en la zona centro será en la subestación Lo Aguirre.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, realizará modificaciones a la descripción del proyecto.</p>
12	3.2.7	<p><b>Nueva Línea HVDC Huelquén – Kimal</b></p> <p>Dentro de la descripción general del proyecto se omite que el enlace HVDC debe ser diseñado de forma tal que admita, en forma posterior a su puesta en servicio, un eventual tercer terminal intermedio en la S/E Parinas 500 kV u otra, tal como se establece en la justificación económica del proyecto en la sección 7.1.2.1. De no incluirse este punto, se corre el riesgo de sobrecostos y dificultades técnicas para la adecuación del enlace HVDC para admitir la operación multiterminal.</p>	<p>Incorporar dentro de la descripción básica del proyecto que las estaciones, sistema de control y línea DC deben ser diseñadas de forma de admitir, eventualmente, un futuro tercer terminal intermedio ubicado en la S/E Parinas 500 kV u otra.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra "Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal", numeral 3.2.7 del Sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con la empresa, respecto a indicar que la línea HVDC debe ser diseñada de forma de admitir eventualmente un tercer terminal. Sin embargo, en la descripción no se definirá el punto de ubicación del eventual tercer terminal.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, modificará la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
13	3.2.8	<p><b>Nueva línea 2x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a seccionamiento del segmento de la línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro</b></p> <p>En la descripción de la obra se menciona la construcción de una línea 2x220 kV para el seccionamiento. Considerando que la línea 2x220 kV Quillota - Los Piuquenes es de doble circuito, para llevar a cabo el seccionamiento es necesario la</p>	<p>Se solicita aclarar en la descripción del proyecto que se requiere la construcción de cuatro circuitos para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Quillota - Los Piuquenes.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra "Nueva línea 2x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a seccionamiento del segmento de la línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro", numeral 3.2.8 del sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, respecto a incorporar en la descripción de la obra la normalización de la conexión en derivación del Tap Mauro, esta Comisión no concuerda con la empresa en términos de que la</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>construcción de cuatro circuitos entre la S/E Nueva Pelambres y la línea, tal como se muestra en la siguiente figura.</p> <p><b>[Figura 4 – Transelec]</b></p>		<p>normalización de esta instalación dedicada sea responsabilidad del propietario de la misma.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones a la descripción del proyecto asociado, respecto a no incorporar en la descripción la normalización del Tap Mauro.</p>
14	3.2.8	<p><b>Nueva línea 2x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a seccionamiento del segmento de la línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro</b></p> <p>En la descripción de la obra nueva se menciona que será intervenida la Línea 2x220 kV Tap Mauro – Los Piuquenes por lo que esta instalación cambiará su calificación y pasará a integrar el segmento de transmisión Nacional.</p> <p>Considerando lo anterior La Línea 2x220 kV Quillota-Los Piuquenes pertenecerá a dos segmentos de transmisión distintos. El tramo Quillota-Tap Mauro pertenecerá al segmento de transmisión dedicado y el tramo Tap Mauro-Los Piuquenes pertenecerá al segmento de transmisión Nacional.</p> <p>En base a lo anterior, no se tiene claridad respecto de la interpretación del Artículo 3-24 de la NT, respecto de la conexión en derivación del Tap Mauro y su eventual necesidad de normalización a través del seccionamiento de la línea Quillota-Los Piuquenes. En este artículo se especifica un requerimiento para una conexión en derivación en una línea que pertenece a un único segmento, lo que no ocurrirá una vez sea ratificada esta obra en el Decreto.</p>	<p>Se solicita incorporar en la descripción de la obra nueva, la normalización de la conexión en derivación correspondiente al seccionamiento completo de la Línea 2x220 kV Quillota-Los Piuquenes en las cercanías de S/E Tap Mauro y su posterior normalización. Lo anterior, con el fin de evitar una conexión fuera de los estándares establecidos en la NTSyCS para instalación nacionales.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra "Nueva línea 2x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a seccionamiento del segmento de la línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro", numeral 3.2.8 del sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, respecto a incorporar en la descripción de la obra la normalización de la conexión en derivación del Tap Mauro, esta Comisión no concuerda con la empresa en términos de que la normalización de esta instalación dedicada sea responsabilidad del propietario de la misma.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones a la descripción del proyecto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
15	3.2.9	<p><b>Nueva S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía</b></p> <p>En la descripción de la obra no se especifica ningún antecedente respecto de la conexión de la Nueva Subestación al Sistema Eléctrico Nacional.</p>	<p>Se solicita especificar el proyecto de transmisión para la conexión de la Nueva S/E Don Andrés al Sistema Eléctrico Nacional.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
16	3.2.9	<p><b>Nueva S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía</b></p> <p>Para un proyecto de almacenamiento de energía, considerar un criterio de adjudicación basado en el menor VATT ofertado en el proceso de licitación, puede implicar que se adjudique una solución tecnológica ineficiente (eficiencia carga-descarga), lo que a futuro puede traducirse en mayores costos de operación para el sistema.</p>	<p>Se solicita especificar en la descripción del proyecto el rango de eficiencia carga-descarga del proyecto de almacenamiento que se está recomendando.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
17	4.1.1	<p><b>Doble vinculación transformador N°1 220/110 kV en S/E Cardones</b></p> <p>En la descripción de la obra se menciona un esquema de doble interruptor en 110 kV para el transformador N° 1 220/110 kV, pero cuando indica que se deben adecuar los paños de los otros transformadores y otros paños, no especifica si este tipo de conexión se realiza a todos los paños o sólo a los regulados. Por otro lado, en la justificación del capítulo 7 del informe</p>	<p>Se solicita mejorar la descripción de la obra indicando explícitamente si son todos los equipos que se conectan a las barras o sólo el transformador el que contará con doble vinculación, teniendo en consideración del impacto de implementar la medida anterior en un solo elemento.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A, asociada a la obra "Doble vinculación transformador N°1 220/110 kV en S/E Cardones", numeral 4.1.1 del sistema B del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a indicar en la descripción de la obra los paños del patio de 110 kV que deben adecuar su conexión a la nueva configuración de barra, esta Comisión concuerda con lo solicitado por la empresa, y aclara que la obra considera adecuar la conexión a la nueva configuración de barra a los paños de clientes regulados y de todos los transformadores de poder.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>se indica que la doble vinculación se realiza al transformador.</p> <p>Es importante considerar que al pasar a un esquema de doble barra y realizar sólo el cambio a un elemento (ATR1), el doble interruptor de dicho elemento queda cumpliendo el rol de un seccionador entre barras. Debido a lo anterior es necesario evaluar si no existe un impacto sistémico o incumplimientos normativos asociadas a la desconexión de uno de estos interruptores lo que provocará la separación total de las barras en 110 kV.</p>		<p>Conforme lo anterior, esta Comisión modificará la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
18	4.1.4	<p><b>Ampliación Línea 2x220 kV Punta Cortés-Tuniche</b></p> <p>En la descripción del proyecto especificado en la página 57 del Informe, se hace alusión a la línea en construcción "Línea 2x220 kV Punta Cortés-Tuniche", no obstante, lo anterior esta línea ya se encuentra en servicio por lo que debería tratarse como línea existente.</p>	<p>Se solicita modificar la frase "<i>en construcción</i>" por "<i>existente</i>".</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada al estado actual de la línea 2x220 kV Punta Cortés – Tuniche, esta Comisión indica que a la fecha no ha tenido comunicación oficial del cambio de condición de la línea en cuestión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones al Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
19	4.1.17	<p><b>Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Chacahuín – Linares</b></p> <p>En la descripción del proyecto especificado en la página 69, se menciona que el conductor de la línea es AAAC 67,43 mm<sup>2</sup>.</p>	<p>Se solicita corregir la descripción, ya que esta línea tiene actualmente un conductor del tipo CU 2/0.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Chacahuín – Linares, numeral 4.1.17 Sistema E, del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con la empresa, en términos de que existe un error de descripción respecto al conductor existente.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión modificará el texto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
20	4.1.17	<p><b>Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Chacahuín – Linares</b></p> <p>En la Tabla 13 de la página 54, se menciona que el proyecto "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín-Linares" es una obra de ampliación de CGE.</p>	<p>Esta línea es de propiedad de Transelec, por lo que se solicita corregir la empresa encargada de realizar la obra de ampliación.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Chacahuín – Linares, numeral 4.1.17 Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con la empresa, en términos de que existe un error en la tabla señalada, con respecto a la empresa propietaria de la ampliación.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión modificará la tabla señalada en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
21	4.1.19	<p><b>Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca-San Fernando y Ampliación S/E Tinguiririca.</b></p> <p>El estándar de diseño actual de S/E Tinguiririca es 220 kV, por lo que ese estándar de diseño se debiera mantener producto de esta ampliación.</p>	<p>Se solicita respetar el estándar de diseño de la S/E Tinguiririca, estableciendo un estándar de 220 kV para las nuevas instalaciones (energizado en 154 kV).</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la obra "Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca-San Fernando y Ampliación S/E Tinguiririca", numeral 4.1.19 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión no considera necesario incluir en la descripción de la obra el estándar de diseño de la obra toda vez que dicha subestación se encuentra con una obra autorizada mediante resolución exenta N° 569 de 2017, que considera los patios de 220 kV y 154 kV.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				Conforme lo anterior, esta Comisión modificará la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
22	4.2.3	<p><b>Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV</b></p> <p>Se menciona que el transformador debe ser a lo menos de 25 MVA. Sin embargo, en la propuesta que desarrolló Transelec, se justifica la incorporación de un transformador de a lo menos 50 MVA, solución que fue validada por el Coordinador en el proceso de revisión de la obra.</p>	Se recomienda que el transformador sea de al menos 50 MVA.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada al proyecto Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV, esta Comisión ha considerado la proyección de demanda de energía de Clientes Libres y Regulados de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.3 del Informe Técnico Preliminar. En base a lo anterior, no se visualiza la necesidad durante el horizonte de análisis que la capacidad del equipo de transformación sea de al menos 50 MVA. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
23	6.3.6.3	<p><b>Proyectos comprometidos</b></p> <p>En la Tabla 30 se presentan los proyectos comprometidos que hayan suscrito contratos de suministro en los respectivos procesos de licitación para clientes regulados y libres.</p>	Se solicita que se muestren los puntos de conexión (subestaciones) y potencia total considerada para cada proyecto.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la incorporación del punto de conexión y potencia en la Tabla 30: Proyectos de generación comprometidos, esta Comisión indica que si bien no se explicitan los antecedentes solicitados, sí se encuentran en las bases de datos con las cuales se han realizado los análisis del presente plan de expansión y que se han adjuntado en la publicación del mismo. Sin perjuicio de ello, esta Comisión anexa como adjunto un documento denominado "Capacidad y Puntos de Conexión Centrales Comprometidas" con los antecedentes solicitados. Cabe destacar que la información con la que se cuenta para los proyectos de generación comprometidos han sido obtenidos de los contratos de suministros regulados de la reciente licitación 2016 (2015/01).
24	6.3.10	<p><b>Parámetros y variables del sistema eléctrico nacional</b></p> <p>Se considera un criterio poco seguro utilizar temperaturas máximas promedio. Es sabido que zonas como Chillán llegan fácilmente a temperaturas sobre 35°C en verano, pero en el mapa térmico se observa que es una zona entre naranja y amarillo. La utilización de promedios no resulta adecuada para definir la capacidad de las obras en zonas que tengan mayor dispersión en sus temperaturas máximas.</p>	Para definir la temperatura de cada zona, se propone utilizar temperatura máxima absoluta, o en último caso, un percentil más alto que el 50% (asumiendo distribución normal, y que el percentil 50 es el promedio).	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la utilización de temperaturas máximas promedio para la definición de parámetros y variables del sistema eléctrico nacional, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y factibilidad de aplicación para el presente Plan de Expansión. Al respecto, esta Comisión no concuerda con lo señalado en atención a que la metodología utilizada selecciona un mes con las máximas temperaturas, dentro del cual se utiliza el promedio de las máximas diarias, por lo cual ya se eligen percentiles más altos al tomar sólo un mes. Adicionalmente, resultaría alejado de la realidad utilizar la máxima absoluta, dado que dichas temperaturas ocurren en escasas ocasiones y por un acotado tiempo. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión se encuentra abierta a recibir propuestas que apunten a mejorar el actual procedimiento de determinación de temperaturas de operación para los circuitos, mediante el uso de herramientas y datos de carácter público y cuya aplicación se ajuste al proceso de planificación de la transmisión.
25	6.4.2.1	<p><b>Criterios de Holguras</b></p> <p>En los criterios de holgura se especifica que cuando un equipo de transformación en una subestación de distribución supera el 90% de cargabilidad se debe pasar la etapa de análisis técnico y económico.</p>	a) Se solicita corregir e indicar explícitamente en los Criterios de Holgura que cuando un equipo de transformación en una subestación primaria de distribución supera el 90% de Cargabilidad se debe promover de forma inmediata una obra de ampliación de	Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la explicitar los Criterios de Holgura para los equipos de transformación en una subestación primaria de distribución, esta Comisión está de acuerdo con lo solicitado por lo que se explicitará que dichos proyectos no pasan por la sub etapa de evaluación económica de los Proyectos de acuerdo al numeral 6.4.5 de Informe Técnico Preliminar.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Entendemos que en la Resolución N° 711 y en el Informe Preliminar de Expansión, al mencionar “subestaciones de distribución” se refiere a “subestaciones primarias de distribución”.</p>	<p>transmisión sin necesidad de pasar a la etapa de evaluación económica.</p> <p>b) Se solicita aclarar el motivo para utilizar este criterio exclusivamente en subestaciones primarias de distribución, ya que a nuestro juicio el criterio de holgura debe ser aplicada a cualquier subestación.</p>	<p>En cuanto a la parte de la observación referida a la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, cabe señalar que esta fue aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p>
26	6.4.3.1	<p><b>Análisis de Seguridad</b></p> <p>Este punto del Informe Preliminar tiene como objetivo determinar las expansiones del Sistema de Transmisión Nacional que permitan asegurar el abastecimiento de la demanda frente a contingencias que establece la normativa técnica para este segmento de transmisión, y las expansiones de los Sistemas de Transmisión Zonal que permitan asegurar el abastecimiento de la demanda, si ante la salida intempestiva de la rama de instalación bajo análisis se genera energía no suministrada (ENS), lo que posteriormente se evalúa en la etapa de Análisis Técnico Económico.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, entendemos que además se debe efectuar una verificación de consistencia de las obras que se recomiendan de manera que éstas permitan asegurar el cumplimiento de las normas y exigencias sobre confiabilidad presentes y futuras en sus tres componentes, es decir, no sólo respecto a exigencias suficiencia y seguridad de servicio, sino también de calidad de suministro. Las obras necesarias para cumplir con este objetivo no debieran estar sujetas a un Análisis Técnico Económico dado que estos estándares deben ser parte del diseño base del SEN.</p> <p>Por lo tanto, durante el procedimiento de planificación de la transmisión se debieran llevar a cabo estudios de confiabilidad, con el fin de identificar proyectos y refuerzos al sistema de transmisión que permitan asegurar y cumplir con políticas públicas, normativas y exigencias de seguridad y calidad de servicio.</p>	<p>De acuerdo a lo observado se solicita considerar estudios de confiabilidad que correspondan como parte de los análisis que se deben realizar para la definición de las obras de expansión.</p> <p>Estos análisis de confiabilidad debieran tener el objetivo de identificar proyectos y refuerzos al sistema de transmisión que permitan asegurar y cumplir con las políticas públicas, normativas y regulaciones de calidad de servicio.</p> <p>Por otro lado, estas obras de expansión debieran ser incorporadas directamente al Plan de Expansión, tal como sucede con los proyectos que hayan resultado de la etapa de Análisis de Suficiencia a que hace referencia en el literal a) del artículo 18º de la Resolución Exenta N° 711/2017 y aquellos proyectos de transmisión nacional que han resultado de la etapa de Análisis de Seguridad señalados en la letra a) del artículo 19º de la misma Resolución. Es decir, este tipo de proyectos y refuerzos por calidad de suministro no debieran pasar por la Etapa de Evaluación Económica.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>A modo de ejemplo, este Informe Preliminar debiera identificar obras que se justifiquen por el cumplimiento de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. La política pública "Energía 2050. Política Energética de Chile", en particular en su pilar "Seguridad y Calidad de Suministro". En este pilar se establece que se buscará que, al año 2050, ninguna región tenga más de una hora de indisponibilidad promedio de suministro eléctrico al año, sin considerar fuerza mayor.</li> <li>2. Los estándares de calidad de suministro establecidos en la NTSyCS, cuyo cumplimiento es monitoreado por el Coordinador de acuerdo a lo señalado en el artículo 72°- 15 de la LGSE y fiscalizado por la SEC.</li> </ol> <p>En relación al punto 2 anterior, es importante tener presente que en el caso de los propietarios, arrendatarios, usufructuarios, o aquellos que exploten a cualquier título instalaciones de los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal y de Polos de Desarrollo no tienen la facultad de decidir inversiones, incluidas aquellas necesarias para el cumplimiento de estándares de calidad de suministro, sino que éstas se establecen en los procesos de planificación regulados en el artículo 87° y siguientes de la LGSE.</p>		
27	6.4.3.2	<p><b>Análisis de Resiliencia</b></p> <p>Se indica que el Shock de precios se realiza para los años 2022 y 2027.</p>	Se solicita justificar la elección de estos años.	Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la justificación de los años utilizados para los análisis de shock de precios, esta Comisión indica que la elección de los años indicados obedece a que en aquellos períodos se cuentan con importantes proyectos de expansión en el sistema, a efectos de observar el impacto desde el punto de vista de la resiliencia.
28	6.4.5.1	<p><b>Factibilidad y Valorización de proyectos</b></p> <p>En el Informe Técnico Preliminar de la CNE, se identifican las instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada existentes que serán intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda. De acuerdo a lo indicado en el inciso final del Artículo 87° de la LGSE estas instalaciones dedicadas 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 (Decretos de Expansión de la Transmisión).</p>	<p>De acuerdo a lo observado se solicita incluir en el Informe Técnico lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Detalle de la valorización (VI, COMA, VATT) de las instalaciones dedicadas que serán intervenidas por obras de expansión. Esta valorización debiera realizarse en base a una homologación a instalaciones reguladas de características similares de acuerdo a los decretos tarifarios vigentes.</li> <li>- Fecha de inicio del pago de esta remuneración, la que debe coincidir con la fecha de publicación del Decreto de Expansión donde se recomienda su</li> </ul>	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada al punto 6.4.5.1 de Sub Etapa de Factibilidad y Valorización de proyectos del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a incluir en el Informe Técnico el detalle de la valorización (VI, COMA, VATT) de las instalaciones dedicadas que serán intervenidas por obras de expansión y la fecha de inicio del pago de esta remuneración, esta Comisión no puede acceder a lo solicitado, dado que no es parte ni corresponde a los objetivos de la planificación de los sistemas de transmisión. Conforme a lo anterior, se rechaza la solicitud de la empresa y por ende no se modificará en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>En el informe se identifican las siguientes instalaciones dedicadas de propiedad de Transelec que serán intervenidas por Obras de Expansión:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Línea 1x220 kV Eólica Taltal - Tap Taltal:</b> intervenida por la Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV.</li> <li>- <b>Línea 2x220 kV Línea 2x220 Kv Pangue – Charrúa:</b> intervenida por Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV.</li> <li>- <b>Línea 2x220 kV Ralco - Charrúa:</b> intervenida por Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV.</li> </ul> <p>Además, existen otras instalaciones de otras empresas transmisoras que serán intervenidas por obras de expansión, a las cuales también le aplicará lo dispuesto en el inciso final del artículo 87°.</p> <p>En el Reglamento de Valorización, Remuneración y Pago de Instalaciones de Transmisión se debiera normar la forma y plazos para la valorización, remuneración y pagos de este tipo de instalaciones. Sin embargo, a la fecha no ha sido publicado el mencionado reglamento y considerando que estas instalaciones dedicadas cambiarán su calificación a Nacionales a partir de la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Expansión de la Transmisión correspondiente a este proceso, es necesario establecer en éste último lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La valorización regulada de estas instalaciones que podría determinarse en base a una homologación de la valorización de instalaciones reguladas de características similares en base al estudio de valorización vigente al momento de la elaboración del Plan de Expansión.</li> <li>- Fecha a partir de cuándo estas instalaciones comenzarán a recibir esta remuneración regulada.</li> </ul>	<p>intervención y cambio de calificación, de acuerdo a lo indicado el inciso final del artículo 87°.</p>	
29	7.1.2.1	<p><b>Nuevo sistema HVDC Centro – Norte</b></p> <p>En el análisis de suficiencia se omite la valorización económica del proyecto (costo de inversión) considerando un tercer terminal HVDC en la S/E Parinas 500 kV.</p>	<p>Presentar en forma detallada los costos de las alternativa multiterminal Kimal – Parinas – Huelquén.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada al proyecto "Nuevo Sistema HVDC Centro - Norte", numeral 7.1.2.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión incorporará dentro de dicho punto un cuadro resumen con los costos de inversión de dicho proyecto, considerando un tercer terminal HVDC en la S/E Parinas 500 kV. Conforme lo anterior, esta Comisión incorporará dichas modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
30	7.1.2.2	<p><b>Nuevo sistema HVDC Centro – Norte</b></p> <p>El análisis de seguridad presentado está basado en la alternativa tecnológica VSC, considerando solo flujos bidireccionales de 1.500 MW. Esto resulta insuficiente para la justificación de una correcta operación y correcto dimensionamiento de los refuerzos por suficiencia y seguridad, dado que la propuesta finalmente incluida en el punto 3.2.7 establece un enlace de 3.000 MW.</p> <p>Adicionalmente, la elección de un sistema HVDC VSC o un sistema HVDC LCC no son indiferentes desde el punto de vista económico, puesto que la primera tecnología –para la misma capacidad- es de un mayor costo de inversión. Además, desde el punto de vista operacional, si bien es cierto, la tecnología VSC no requiere niveles mínimos de cortocircuito para operar en forma correcta, sí presenta la dificultad de que ante una falla de línea dc se deba aislar el sistema HVDC completo, abriendo los interruptores AC. Esto podría remediarse mediante el uso de una arquitectura full bridge de los IGBT, pero ello repercute en costos de inversión aún mayores.</p>	<p>Se solicita presentar estudios de funcionamiento del sistema del sistema en su alternativa VSC con transferencias de 3.000 MW desde Huelquén a Kimal y viceversa, ampliando las contingencias a analizar, incorporando, por ejemplo, la falla de línea dc con despeje dado por la apertura de los interruptores AC.</p> <p>Se solicita además, incorporar el análisis eléctrico de una alternativa LCC considerando la mismas condiciones y capacidades ya mencionadas para el caso VSC, incluyendo en forma adicional la falla monopolar y sobrecarga del polo sano y un análisis de razón efectiva de cortocircuito (RECC o ESCR en inglés) para los escenarios más críticos de operación.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada al proyecto “Nuevo sistema HVDC Centro – Norte”, esta Comisión aclara que el enlace HVDC se plantea como un bipolo de 3000 MW con retorno metálico con una capacidad de las convertoras de 1500 MW por polo.</p> <p>Con relación a la elección de la tecnología de las subestaciones convertoras, esta Comisión no concuerda con la empresa en la necesidad de aislar el enlace HVDC completo ante una falla en uno de los polos. Debido a que el enlace HVDC se plantea como un bipolo, se consideran subestaciones convertoras independientes para cada polo, y por lo tanto, ante una falla en un polo, únicamente operarían las protecciones AC de la subestación convertora asociada al polo cortocircuitado, quedando así un polo en servicio.</p> <p>En la presente etapa de análisis no se requiere definir la tecnología VSC o LCC en atención a que la funcionalidad y necesidad detectadas requieren de un enlace en HVDC. Para efectos de la definición en la tecnología VSC o LCC corresponderá a la etapa de elaboración de bases su eventual definición.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se han efectuado análisis de estabilidad con fallas en lado AC y en un Polo, incluso con transferencias de entre 2.000 y 2300 MW, mostrando un comportamiento estable del enlace y el sistema. Estos análisis se adjuntan anexos al informe técnico.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
31	7.4.1	<p><b>Proyecto de Expansión Zonal Candelaria – Punta de Cortés</b></p> <p>Se presenta como será la topología de la zona, donde Rancagua se mantiene con una conexión por medio de enlaces en derivación.</p>	<p>Se recomienda considerar el suministro radial para S/E Rancagua desde S/E Nueva Tuniche o Punta de Cortés.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada al proyecto de expansión Zonal Candelaria – Punta de Cortés, esta Comisión ha propuesto un proyecto de expansión zonal de apoyo al sistema de 154 kV entre Alto Jahuel e Itahue, otorgando mayor seguridad en el abastecimiento de la demanda, mediante el uso eficiente del territorio nacional, considerando instalaciones de transmisión existentes y en etapa de construcción. Adicionalmente, no se ve la necesidad de recomendar lo solicitado en la observación, toda vez que el sistema de 154 kV se encuentra con obras en construcción para mejorar la seguridad y confiabilidad del sistema de la zona. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
32	7.5.3	<p><b>Construcción By Pass Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, La Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta</b></p> <p>De acuerdo con la descripción indicada en este punto, esta obra se origina por los siguientes motivos:</p> <p>- <i>“Debido al aumento de población que ha presentado la ciudad de Antofagasta, se ha presentado la ocupación, con el fin de emplazar viviendas, del terreno dispuesto a la servidumbre de líneas de</i></p>	<p>De acuerdo a lo observado, se solicita lo siguiente:</p> <p>- El proyecto “Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta” debe ser una Obra de Ampliación.</p> <p>- Esta obra de ampliación debe ser asignada al propietario de la instalación que se modifica de mayor capacidad.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra "Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento", numeral 4.2.1 del sistema A del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión no puede acceder a lo solicitado por la empresa, en base a lo establecido en el inciso segundo del artículo 89 de la Ley, que señala que se entenderá como obras nuevas "aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico". Conforme a lo anterior, esta Comisión no cambiará</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>transmisión de la zona. Esta situación trae consigo <b>problemas de seguridad para los propios habitantes y para el sistema eléctrico</b>, ya que impide la realización de mantenimientos en las instalaciones de transmisión”.</i></p> <p><i>- “Es debido a esta situación que se desarrolla el proyecto de <b>modificar el trazado de un segmento de las líneas mencionadas</b>, el cual deberá ubicarse al oriente de la actual línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, alejado de la zona urbana y <b>contener todos los circuitos montados sobre la misma estructura”.</b></i></p> <p>Dado lo anterior, se puede concluir que este proyecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Modifica una porción de líneas existentes.</li> <li>- La estructura del proyecto deberá contener todos los circuitos, sólo en ese segmento de estas líneas.</li> <li>- Su objetivo es mejorar la seguridad de las personas y del sistema eléctrico.</li> </ul> <p>En el segundo inciso del artículo 87° se establecen los principales objetivos de la Planificación de los Sistemas de Transmisión, en particular uno que tiene relación con la modificación de instalaciones existentes:</p> <p><i>“(…) Por tanto, la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: (…)</i></p> <p><i>d) <b>La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes</b> que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente”.</i></p> <p>En el artículo 89° se definen los dos tipos de Obras de Expansión: <i>“Son obras de ampliación aquellas que <b>umentan la capacidad o la seguridad</b> y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas <b>existentes</b>. Se entenderá por obras nuevas aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico”.</i></p> <p>Por lo tanto, esta obra debiera ser calificada como una Obra de Ampliación. No corresponde a una Obra Nueva porque no corresponden a líneas que no</p>		<p>de clasificación de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>existen, sólo se están modificando instalaciones existentes para lograr alcanzar la seguridad necesaria para las personas y el sistema eléctrico. Cabe destacar que la funcionalidad de estas líneas se mantendrá con el proyecto por lo que es razonable que la modificación de estos tramos de líneas sea de responsabilidad de sus propietarios.</p> <p>Dado lo anterior se propone que estas modificaciones a los segmentos de estas tres líneas sean Obras de Ampliación y que deban licitarse de manera conjunta, identificando la proporción del VI adjudicado que será asignado a los tres propietarios.</p>		
33	9.1	<p><b>Ampliación Línea 2x220 kV Maitencillo – Punta Colorada</b></p> <p>Se señala que no se identifican congestiones incorporando todo el parque generador. La minuta desarrollada por Transelec si justifica este cambio.</p>	<p>Se solicita publicar los análisis eléctricos realizados que justifiquen el que este proyecto no haya sido incorporado en el plan de expansión.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada al proyecto de “Ampliación Línea 2x220 kV Maitencillo – Punta Colorada”, esta Comisión ha analizado el comportamiento de las instalaciones la zona en cuestión y no ha visto la necesidad de incluir un nuevo proyecto al presente plan de expansión, en atención a que no es eficiente su ejecución. Para otorgar mayor información a los análisis realizados, se anexa un documento denominado “Ampliación línea Maitencillo – P. Colorada” que muestra nuevos diagramas de flujos y costos operaciones y falla del proyecto para cada uno de los escenarios evaluados.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no hará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
34		<p><b>Obra pendiente</b></p> <p>En EL DS422/2017 se incluyó la obra “Línea Nueva Puerto Montt-Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nueva Cruce Aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV”. Dado que esta obra ya fue decretada, se solicita incorporar la obra de ampliación en Nueva Puerto Montt para permitir la llegada de la nueva línea a la subestación.</p> <p>Dado que en el Informe Preliminar se incorporó el proyecto de Ampliación de Capacidad en para la Línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt – Puerto Montt, se puede optimizar el desarrollo de ambos proyectos al realizar su licitación de forma conjunta.</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto “Ampliación S/E Nueva Puerto Montt” que permita la llegada de la Línea Nueva Puerto Montt-Nueva Ancud 2x500 kV, energizada en 220 kV, y que éste sea licitado en forma conjunta con el proyecto “Ampliación Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt-Puerto Montt”.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada la inclusión de la obra "Ampliación en S/E Nueva Puerto Montt", esta Comisión ha revisado los antecedentes aportados por la empresa y la documentación del proceso de licitación de la obra " Línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV", en particular la circular aclaratoria N°6, donde se establece que dos diagonales completas de los cuatro espacios disponibles que se fijaron por decreto, deberán quedar con plataforma y malla de tierra disponible, y el resto deberán quedar como "terreno disponible". Conforme a lo anterior, se incorporará en la obra "Ampliación de Capacidad para la Línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt" la obra correspondiente a la ampliación de barra para las diagonales que cuentan con plataforma construida según la circular aclaratoria mencionada.</p>

## 16. ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Plazos Constructivos y Fechas de Puesta en Servicio, obras nuevas de transmisión indicadas en el Informe Técnico.	<p>Se entiende que los plazos de ejecución del Informe Técnico no contemplan potenciales estudios de franjas preliminares- aún no definidos por el Ministerio de Energía.</p> <p>Sin embargo, hay presentaciones de la Comisión que indican líneas "candidatas" a franjas, donde se estiman ciertas fechas de Puesta en Servicio, independientemente de la responsabilidad del Ministerio de Energía de definir aquellas líneas que deben someterse efectivamente al Procedimiento de Franjas Preliminares.</p>	<p>Para las obras propuestas en el Informe Técnico del Plan de Expansión, se recomienda agregar un ítem con los plazos de puesta en servicio estimados si se considera que dicha obras requerirían –eventualmente- someterse a la determinación de Franjas Preliminares a que se refiere el Decreto Supremo N°139/2016.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la solicitud presentada por la empresa Enel Generación Chile S.A., asociada al ítem de plazos constructivos de las obras, indicados del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, respecto a agregar un ítem con los plazos de puesta en servicio, esta Comisión no acoge dicha solicitud, dado que no se sabe con certeza cuáles serán las obras que el Ministerio someterá a Estudio de Franja. Junto a lo anterior, los plazos de los procesos intermedios establecidos por ley pueden variar para cada obra, y al indicarse una fecha estimativa se genera confusión con el resto de los actores del mercado. Sin perjuicio de lo anterior, es posible realizar un cálculo estimativo de la fecha de puesta en servicio, considerando los plazos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, teniendo en cuenta los siguientes procesos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Emisión del Informe Técnico Definitivo Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, con o sin discrepancias. (Artículo 91°)</li> <li>2. Emisión de Decretos de Expansión de la Transmisión para las obras de deben iniciar su Proceso de Licitación o Estudio de Franja. (Artículo 92°)</li> <li>3. Elaboración de bases de licitación del Estudio de Franja (Artículo 93°)</li> <li>4. Desarrollo y Aprobación de Estudio de Franja (Artículo 94°)</li> <li>5. Elaboración de bases de licitación por parte del Coordinador y proceso de licitación (Artículo 95°)</li> <li>6. Adjudicación de licitaciones de obras (Artículo 96°)</li> <li>7. Procesos posteriores a la adjudicación para las obras nuevas sometidas al procedimiento para la determinación de franjas (Artículo 97° y Artículo 98°)</li> <li>8. Evaluación Ambiental.</li> <li>9. Ingenierías y construcción de obra.</li> <li>10. Pruebas y puesta en servicio de obras.</li> </ol>
2	<p>3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL</p> <p>3.2.9.4 Valor de Inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.</p>	<p>Enel Generación comparte la iniciativa de incorporar dentro del Plan de Expansión, obras que aportan beneficios significativos al sistema, mediante la optimización infraestructura existente de generación y transmisión.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, Enel Generación considera que el Valor de Inversión (VI) referencial podría estar subestimado de acuerdo con las proyecciones de costos de los sistemas de almacenamiento de energía para los próximos años.</p>	<p>Sería útil compartir los supuestos y benchmark internacionales que ha usado la Comisión, para eventualmente revisar los valores de Inversión (V.I.) y de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) de esta obra contenida en el Plan.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
3	3.2.7 Nueva línea HVDC Huelquén – Kimal	<p>Enel Generación estima que esta obra tendrá efectos positivos sobre el costo global de operación de la red, reduciendo el costo de abastecimiento eléctrico.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, Enel Generación considera que el Valor de Inversión (VI) referencial podría estar subestimado de acuerdo con las proyecciones de costos de los sistemas HVDC para los próximos años y los eventuales incrementos en los costos de las servidumbres.</p>	Se sugiere revisar el VI que se ha considerado para esta obra.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Generación Chile S.A., asociada a la obra "Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal", numeral 3.2.7 del Sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión no concuerda respecto a que el valor de inversión referencial del proyecto esté subestimado, dado que el proyecto fue valorizado considerando valores estándar del mercado. Cabe destacar que la Comisión posee un consultor externo que ha apoyado en la etapa de factibilidad y valorización de proyectos de transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no modificara el valor de inversión referencial del proyecto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

## 17. ENEL GREEN POWER DEL SUR SPA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Plazos Constructivos y Fechas de Puesta en Servicio, obras nuevas de transmisión indicadas en el Informe Técnico.	<p>Se entiende que los plazos de ejecución del Informe Técnico no contemplan potenciales estudios de franjas preliminares- aún no definidos por el Ministerio de Energía.</p> <p>Sin embargo, hay presentaciones de la Comisión que indican líneas "candidatas" a franjas, donde se estiman ciertas fechas de Puesta en Servicio, independientemente de la responsabilidad del Ministerio de Energía de definir aquellas líneas que</p>	Para las obras propuestas en el Informe Técnico del Plan de Expansión, se recomienda agregar un ítem con los plazos de puesta en servicio estimados si se considera que dicha obras requerirían – eventualmente- someterse a la determinación de Franjas Preliminares a que se refiere el Decreto Supremo N°139/2016.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la solicitud presentada por la empresa Enel Green Power del Sur SpA, asociada al ítem de plazos constructivos de las obras, indicados del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, respecto a agregar un ítem con los plazos de puesta en servicio, esta Comisión no acoge dicha solicitud, dado que no se sabe con certeza cuáles serán las obras que el Ministerio someterá a Estudio de Franja. Junto a lo anterior, los plazos de los procesos intermedios establecidos por ley pueden variar para cada obra, y al indicarse una fecha estimativa, se puede generar confusión con el resto de los actores del mercado. Sin perjuicio de lo anterior, es posible realizar un cálculo estimativo de la fecha de puesta en servicio, considerando los plazos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos,, teniendo en cuenta los siguientes procesos:</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		deben someterse efectivamente al Procedimiento de Franjas Preliminares.		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Emisión del Informe Técnico Definitivo Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, con o sin discrepancias. (Artículo 91°)</li> <li>2. Emisión de Decretos de Expansión de la Transmisión para las obras que deben iniciar su Proceso de Licitación o Estudio de Franja. (Artículo 92°)</li> <li>3. Elaboración de bases de licitación del Estudio de Franja (Artículo 93°)</li> <li>4. Desarrollo y Aprobación de Estudio de Franja (Artículo 94°)</li> <li>5. Elaboración de bases de licitación por Parte del Coordinador y proceso de licitación (Artículo 95°)</li> <li>6. Adjudicación de licitaciones de obras (Artículo 96°)</li> <li>7. Procesos posteriores a la adjudicación para las obras nuevas sometidas al procedimiento para la determinación de franjas (Artículo 97° y Artículo 98°)</li> <li>8. Evaluación Ambiental.</li> <li>9. Ingenierías y construcción de obra.</li> <li>10. Pruebas y puesta en servicio de obras.</li> </ol>
2	<p>3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL</p> <p>3.2.9.4 Valor de Inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.</p>	<p>Enel Green Power del Sur comparte la iniciativa de incorporar dentro del Plan de Expansión, obras que aportan beneficios significativos al sistema, mediante la optimización infraestructura existente de generación y transmisión.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, Enel Green Power del Sur considera que el Valor de Inversión (VI) referencial podría estar subestimado de acuerdo con las proyecciones de costos de los sistemas de almacenamiento de energía para los próximos años.</p>	<p>Sería útil compartir los supuestos y benchmark internacionales que ha usado la Comisión, para eventualmente revisar los valores de Inversión (V.I.) y de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) de esta obra contenida en el Plan.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
3	3.2.7 Nueva línea HVDC Huelquén – Kimal	Enel Green Power del Sur estima que esta obra tendrá efectos positivos sobre el costo global de	Se sugiere revisar el VI que se ha considerado para esta obra.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Green Power del Sur SpA, asociada a la obra "Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal", numeral 3.2.7 del Sistema Nacional del Informe Técnico

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>operación de la red, reduciendo el costo de abastecimiento eléctrico.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, Enel Green Power del Sur considera que el Valor de Inversión (VI) referencial podría estar subestimado de acuerdo con las proyecciones de costos de los sistemas HVDC para los próximos años y los eventuales incrementos en los costos de las servidumbres.</p>		<p>Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión no concuerda respecto a que el valor de inversión referencial del proyecto esté subestimado, dado que el proyecto fue valorizado considerando valores estándar del mercado. Cabe destacar que la Comisión posee un consultor externo que ha apoyado en la etapa de factibilidad y valorización de proyectos de transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no modificará el valor de inversión referencial del proyecto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

## 18. ASOCIACIÓN DE CONSUMIDORES DE ENERGÍA NO REGULADOS A.G. (ACENOR A.G.)

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	General	Dado que el Art. 87 del DFL N°4 establece que la expansión del sistema debe respetar los principios de eficiencia económica, seguridad de suministro, diversificación, acceso abierto y competencia, se considera fundamental y crítico que la resolución que define la expansión del sistema, funde detalladamente el cómo se cumplen cada uno de estos objetivos.	Como a nuestro juicio la eficiencia económica de la expansión no queda lo suficientemente fundamentada, consideramos necesario que se complemente este informe preliminar según la observación para ser analizada adecuadamente por los clientes.	No se acoge la observación. Esta Comisión indica que se ha desarrollado una metodología aplicable al proceso de expansión de transmisión, de acuerdo a los objetivos y criterios establecidos en los artículos 87° y siguientes de la Ley, aprobada mediante Resolución Exenta N° 711, de 2017. En dicha metodología se han establecido los antecedentes y supuestos utilizados en el proceso, como también los diferentes análisis técnicos y económicos que deben aplicarse a las necesidades de expansión propuestas en el proceso 2017.
2	General	El plazo de 10 días hábiles después de la presentación del Informe técnico preliminar por parte de la autoridad es un período muy corto para presentar observaciones a un Informe muy técnico que tiene más de 200 páginas, correspondiendo a inversiones de cerca de US\$3.170 millones en obras a desarrollar para los próximos 10 años.	Se sugiere analizar eliminación de obras nuevas de este Plan 2017 para incluirlas en Informe Técnico Preliminar de 2018 de modo de posibilitar la participación efectiva de terceros como contraparte activa a lo que propone la autoridad.	No se acoge la observación. En este proceso también existen instancias para que terceros puedan presentar observaciones. Además, una de las razones por las cuales diversos proyectos se incorporan en este plan de expansión, dice relación con la necesidad de que ellos puedan entrar en operación en determinados plazos. Por lo cual, no es posible retirar algunas obras nuevas para incorporarlas en siguientes planes, sin mediar un análisis detallado que justifique esa observación. Por último, se hace presente que en el Informe Técnico Preliminar se ha justificado la incorporación de cada proyecto de expansión.  Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
3	3.2.9 Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional. Páginas 36 y 37.	La Ley 20.936 es clara en cuanto a que el Plan de Expansión sólo incluye obras de transmisión y no obras de almacenamiento.  Así lo señala el artículo 87, titulado "Planificación de la <u>Transmisión</u> ", el artículo 89, titulado "Obras Nuevas y Obras de Ampliación de los Sistemas de <u>Transmisión</u> ",	Excluir del Plan de Expansión la obra: "Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional".	Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>que en su segundo inciso establece: “Se entenderá por obras nuevas aquellas <u>líneas o subestaciones eléctricas</u> que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.”</p> <p>Para despejar cualquier duda, el artículo 72°-2 se preocupa de hacer la distinción entre obras de transmisión y de almacenamiento: “Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, <u>sistemas de transporte</u>, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, <u>sistemas de almacenamiento de energía,...</u>” (todos los subrayados son nuestros).</p> <p>En términos más generales, la Ley es clara al señalar qué segmentos de los sistemas eléctricos están sometidos a regulación y en todos los casos detalla la regulación concreta aplicable. Es impensable que un interpretación administrativa sea suficiente para extender la regulación a segmentos que no están expresamente señalados en la Ley.</p>		<p>deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
4	<p>Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.3 Antecedentes de la Planificación de la transmisión, 6.3.1 Criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética. Página 92.</p>	<p>Se realizó algún análisis o levantamiento de información en terreno?, para corroborar o refutar la información recopilada de los distintos documentos y organismos, y así verificar si los supuestos de emplazamiento son consistentes y sustentables para determinar si una obra puede ser construida y/o tendrá retrasos significativos a considerar.</p>	<p>De haber realizado algún levantamiento de información en terreno, se recomienda incorporar.</p>	<p>Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada al levantamiento de información en terreno, esta Comisión aclara que dicha información está incorporada en el informe “Variables Ambientales-Territoriales” enviado por el Ministerio de Energía, el cual a su vez es considerado en el presente proceso de expansión. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
5	<p>Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.3 Antecedentes de la Planificación de la transmisión, 6.3.6.3, Proyectos comprometidos. Página 96.</p>	<p>Para los proyectos de generación incorporados producto de las últimas licitaciones de las concesionarias de distribución y que no han sido declaradas en construcción, no se realizó un análisis de mercado para determinar su fecha de puesta en servicio, sino más bien se consideró a firme la fecha de entrada en operación de acuerdo a los contratos firmados. Además, no se actualizó las nuevas potencias instaladas que tendrían dichos proyectos de generación</p>	<p>Se propone realizar un estudio de mercado de los proyectos de generación incorporados producto de las últimas licitaciones de las concesionarias de distribución y que no han sido declaradas en construcción. Así como también actualizar sus nuevas potencias instaladas.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
6	Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.3 Antecedentes de la Planificación de la transmisión, 6.3.7, Escenario de generación para la Planificación de la Transmisión. Página 97.	No se explicita claramente porqué es más óptimo escoger los tres escenarios utilizados frente a realizar el análisis para los cinco escenarios considerados en el Informe Preliminar de la PELP para determinar todas las necesidades de desarrollo necesarias y eficientes del parque generador del sistema que minimicen los riesgos de abastecimiento, promuevan oferta y competencia y generen una expansión eficiente, en especial porque los tres escenarios seleccionados son iguales en considerar alta concentración solar en el Norte Grande.	Se propone explicitar más detalladamente la conveniencia de sólo considerar el análisis de tres escenarios como representativos del desarrollo futuro del sistema eléctrico frente a los cinco de la PELP, o derechamente realizar el análisis para los 5 escenarios.	Se acoge la observación. En relación a la elección de 3 escenarios, esto es consecuencia de la aplicación de la metodología contenida en la Resolución N°711, en especial en su Artículo 11, numeral 5, el que establece expresamente que le corresponde a la Comisión evaluar cada uno de los escenarios de la PELP, y <b>definir aquellos</b> que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en dicha planificación energética. Sin perjuicio de lo anterior, en atención a esta observación, el detalle de su aplicación ha sido más detallado en el Capítulo 6 del presente Informe Técnico. Con relación a la observación relativa a realizar los análisis para los 5 escenarios, cabe señalar que para la elección de los tres escenarios se analizaron los 5 escenarios de la PELP.
7	Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.3 Antecedentes de la Planificación de la transmisión, 6.3.7, Escenario de generación para la Planificación de la Transmisión. Página 97.	Cómo se complementa la mayor generación variable, producto de la incorporación de un nivel significativo de centrales eólicas y solares, frente a un bajo despacho de centrales térmicas que operan con combustible GNL?. Además del posible retiro en el mediano y largo plazo de centrales térmicas a carbón. Por último, como se modeló el despacho de centrales térmicas operando bajo el mínimo técnico?.	Se solicita indicar el nivel de generación que permitiría acompañar la generación variable que se incorporará (Solar, Eólica). Indicar si se sacó de servicio alguna central térmica a carbón. Indicar cómo se cumplió el nivel de mínimos técnicos, si es que hubo, producto de la generación variable.	Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada a el nivel de generación variable que se incorpora en el presente plan, esta Comisión indica que no es objetivo del Plan de Expansión acomodar la generación variable respecto su operación en el sistema, si no que determinar la expansión de las redes de transmisión. Respecto de la consulta de las centrales térmicas y mínimos técnicos, se indica que no se han sacado de servicio las dichas centrales, sólo se han considerado sus mantenimientos y restricciones operativas. Adicionalmente se han considerado operaciones especiales de centrales térmicas para incluir efectos por los mínimos técnicos para el sistema en su conjunto.
8	6.3.7 Escenarios de generación para la planificación de transmisión. Página 97.	En el Plan de Expansión se analizaron los escenarios A, B y E de la PELP, dejando fuera los escenarios C y D. El Plan da la siguiente explicación: "la Comisión escogió los tres escenarios más representativos y que cubren todos los factores con los cuales fueron diseñados y las necesidades del sistema." Sin embargo, al revisar los escenarios C y D de la PELP se aprecia que estos dos escenarios son los únicos con costos de inversión en tecnología renovables Medio o Alto, mientras que los tres escenarios seleccionados en el Plan son de costo Bajo. A su vez, los escenarios C y D son los únicos con costos de combustibles fósiles Bajos, mientras los tres escenarios del Plan son de costos Medio o Alto. Es decir, los escenarios elegidos en el Plan tienen un sesgo que favorece a la generación renovable, lo que presumiblemente influye en la expansión de la transmisión.	Incluir en el análisis los escenarios C y D de la PELP.	No se acoge la observación. La elección de los escenarios aplicados en la planificación es consecuencia de la aplicación de la metodología contenida en la Resolución N°711, en especial en su Artículo 11, numeral 5, el que establece expresamente que le corresponde a la Comisión evaluar cada uno de los escenarios de la PELP, y <b>definir aquellos</b> que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en dicha planificación energética. Sin perjuicio de lo anterior, en atención a esta observación, el detalle de su aplicación ha sido más detallado en el Capítulo 6 del presente Informe Técnico. Con relación a la observación relativa a realizar los análisis para los escenarios C y D, cabe señalar que para la elección de los tres escenarios se analizaron los 5 escenarios de la PELP.
9	Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.3	El nivel máximo de transporte de los sistemas de transmisión deberían definirse para cada uno de los meses del año	Se propone que la metodología para determinar las capacidades máximas se realice de manera mensual y no solo para un mes del año.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la Asociación Gremial de Consumidores de Energía no Regulados ACENOR A.G., asociada a la determinación del nivel máximo de transporte por los sistemas de transmisión, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Antecedentes de la Planificación de la transmisión, 6.3.10, Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional. Página104.			términos del objetivo y factibilidad de aplicación para el presente Plan de Expansión. Al respecto, esta Comisión no concuerda con lo señalado en atención a que la metodología utilizada selecciona un mes con las máximas temperaturas, dentro del cual se utiliza el promedio de las máximas diarias, por lo cual ya se eligen percentiles más altos al tomar sólo un mes. Adicionalmente, resultaría alejado de la realidad utilizar la máxima absoluta, dado que dichas temperaturas ocurren en escasas ocasiones y por acotado tiempo. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión se encuentra abierta a recibir propuestas que apunten a mejorar el actual procedimiento de determinación de temperaturas de operación para los circuitos, mediante el uso de herramientas y datos de carácter público y cuya aplicación se ajuste al proceso de planificación de la transmisión.
10	6.4 Análisis efectuados en el proceso de planificación. Página 108	<p>Dentro de los análisis efectuados no se aprecia que en forma generalizada y consistente se haya optimizado el momento de entrada en operación de una determinada obra, y que en función de ese momento óptimo se haya analizado si es conveniente incluir esa obra en este Plan o postergar la decisión, teniendo esta última opción el beneficio de disponer de mayor información.</p> <p>Se puede apreciar que este análisis se aplicó en obras menores. Por ejemplo, en la sección 7.1.1.2, página 124 se lee: “Dado que la construcción de reactores requiere mucho menos tiempo que la construcción de la línea de transmisión, el decreto de estos equipos será pospuesto para próximos planes de expansión, en los cuales se indicará la capacidad definitiva que deberán tener.”</p> <p>Sin embargo, no se observa que este análisis se haya aplicado en las obras principales. Por ejemplo, para las obras “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV” y “Nueva Línea HVDC Huelquén-Kimal”, el Plan se limita a señalar que “El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 84 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.”</p>	<p>Incluir el siguiente análisis para todas las obras:</p> <p>-Encontrar el momento óptimo para la entrada en operación (aquel que maximiza el beneficio neto).</p> <p>-Estimar el plazo de ejecución de la obra.</p> <p>-En función del momento óptimo para la entrada en operación y el plazo de ejecución, resolver si la obra debe ser propuesta en el presente Plan de Expansión o bien conviene esperar hasta un siguiente Plan.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p>
11	Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.4 Análisis efectuados en el proceso de planificación, 6.4.2, Análisis de Suficiencia de los Sistemas de Transmisión. Página 108.	<p>La oferta de generación futura fue un dato y no se realizó un análisis económico de costo de desarrollo. ¿Para las nuevas centrales que se incorporaron se verificó que los costos medios de generación eran cubiertos años a año?</p>	<p>Se propone realizar un análisis económico para el largo plazo, donde los precios futuros deben permitir cubrir los costos medios de generación que ingresan en el futuro.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
12	Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.4 Análisis efectuados en el proceso de planificación, 6.4.2.1, Criterio de Holgura. Página 109.	En relación a la demanda máxima utilizada para determinar los problemas de congestión o necesidades de ampliaciones y/o nuevas obras de transmisión, se realizó alguna corrección a esta demanda máxima, ya que, la demanda utilizada en el modelo OSE2000 es una demanda promedio por bloque?	Se propone revisar las demandas máximas del modelo OSE2000 con las reales, y corregir si corresponde.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada a las demandas máximas del modelo OSE2000, esta Comisión indica dichos valores provienen de los antecedentes descritos en el numeral 6 del Informe Técnico Preliminar, los cuales son representados sobre el modelo para su utilización en las evaluaciones de las necesidades de expansión. Cabe destacar que el modelo OSE no posee demandas propias.  Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
13	Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.4 Análisis efectuados en el proceso de planificación, 6.4.3.1, Análisis de seguridad. Página110.	Para determinar la indisponibilidad de las instalaciones de transmisión, en el caso de las líneas se utilizó información histórica y en el caso de transformadores, desconectores y otros se utilizó información de la Comisión. Debería utilizarse la misma información de origen para todas las instalaciones.	Se propone utilizar el mismo criterio de indisponibilidad para todas las instalaciones (líneas, transformadores, desconectares, etc.)	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, lo cual sído recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.
14	Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.4 Análisis efectuados en el proceso de planificación, 6.4.3.2 Análisis de Resiliencia (Maremotos). Página 111.	Frente a la salida de centrales producto de tsunamis, como este es un evento que tiene un tiempo que permite reacción, el coordinador puede realizar re-despachos de centrales o desprendimientos de carga.	Explicar cuál fue la condición que se asoció al coordinador, para la operación pre-maremoto, ante un posible maremoto.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la ACENOR A.G., asociada al Análisis de Resiliencia, esta Comisión concuerda con la empresa en términos de desarrollar de manera más amplia la metodología utilizada.  Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación respecto de los análisis por maremoto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
15	Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.4 Análisis efectuados en el proceso de planificación, 6.4.3.2 Análisis de Resiliencia (Shock de precios). Página 111.	La disponibilidad de GNL está en base a diferentes contratos, con diferentes niveles de precios y consideraciones.	Incorporar el efecto de diferentes tipos de contratos GNL, con diferentes niveles de volumen, precios, periodos, etc.	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, lo cual sído recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.
16	Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.4 Análisis	¿Cómo se definió el atraso, fue un grupo de centrales o una central en particular? ¿Cuál fue el supuesto para determinar cuál o cuáles eran las centrales que podían atrasarse?	Explicar cómo se definió el atraso, fue un grupo de centrales o una central en particular, y cuál fue el supuesto para determinar cuál o	Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada a la definición del atraso de centrales utilizada en el presente plan, esta Comisión indica que comúnmente se observan en el sistema atrasos en el ingreso en operación de los proyectos de generación que se han declarado en construcción, cuya que

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	efectuados en el proceso de planificación, 6.4.3.2 Análisis de Resiliencia (Atraso de entrada en operación de centrales de generación). Página 112.		cuáles eran las centrales que podían atrasarse.	obedecen a distintas razones. En base a ello, se efectúa un análisis para visualizar el efecto que pueda tener el atraso de centrales de generación en el sistema. En ese sentido, se buscan unidades o centrales que posean un tamaño relevante para efectos de detectar eventuales problemas en transmisión y que no sean cubiertos por otros recursos disponibles o cercanos. En el Informe Preliminar se identifica qué centrales fueron utilizadas para este análisis, con un tamaño suficiente para detectar efectos y que se encuentre ubicada en una zona de interés.
17	Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.4 Análisis efectuados en el proceso de planificación, 6.4.4 Análisis de Mercado Eléctrico Común Página 113.	Una de las finalidades de la Ley de transmisión es que exista una mayor competitividad en el área de suministro eléctrico y por ende la transmisión no sea una barrera que determine la posición entre un suministro y otro.	Se propone que el PMRC y PMIP, tengan una connotación sistémica y no por propietario o ubicación.	Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada al cálculo del precio de inyección de los productores y el precio medio de retiro de los consumidores, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo del análisis. Al respecto, esta comisión aclara que el indicador es usado de forma sistémica, ya que es utilizado para el cálculo del índice de riesgo de transmisión, índice que es de carácter sistémico.
18	Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.4 Análisis efectuados en el proceso de planificación, 6.4.5.2 Sub Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos. Página 117.	Se desconoce si la tasa de actualización utilizada en el estudio, es una tasa real o nominal, es antes o después de impuestos.	Indicar si la tasa de actualización utilizada en el estudio, es una tasa real o nominal, y si es antes o después de impuestos.	Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada a la tasa de actualización utilizada en el Informe, esta Comisión aclara que, de conformidad a lo establecido en el artículo 87 de la LGSE, para efectos de la planificación de la transmisión debe considerarse como tasa de actualización la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 20.530. En la actualidad, la Tasa Social de Descuento vigente corresponde a 6% real anual, de acuerdo a lo dispuesto en el Informe "Precios Sociales 2017" de febrero de 2017, emitido por la División de Evaluación Social de Inversiones de la Subsecretaría de Evaluación Social. Dado que esta tasa se utiliza para determinar el valor presente de los flujos de ahorros y costos sistémicos producto del desarrollo de un determinado proyecto de expansión de transmisión, no aplica si es antes o después de impuesto.
19	Capítulo 6, Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión, 6.4 Análisis efectuados en el proceso de planificación, 6.4.5.2 Sub Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos. Página 117.	¿Por qué el estudio considera rangos de tasa de actualización para obras de ampliación (8% a 10%), y para nuevas obras (5% a 7%)? Además, se definió que la tasa de actualización era 6%, la cual está fuera del rango del 8% al 10% para obras de ampliación.	Explicar los diferentes rangos de tasas de actualización. Indicar porque el rango de tasa de actualización para ampliación no incluye la tasa de actualización del estudio (6%).	Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada a los rangos de tasas de actualización utilizada en el Informe, esta Comisión aclara que la tasa de actualización utilizada para efectos de la planificación de la transmisión corresponde a la Tasa Social de Descuento vigente, de conformidad a lo establecido en el artículo 87º de la LGSE, que actualmente equivale a 6% real anual. Esta tasa se utiliza para determinar el valor presente de los flujos de ahorros y costos sistémicos producto del desarrollo de un determinado proyecto de expansión de transmisión.  Asimismo, se aclara que, desde el punto de vista de la evaluación del plan de expansión, los costos asociados a la ejecución de una obra de transmisión corresponden a los V.A.T.T. que deben pagar los consumidores por tales expansiones del sistema de transmisión. Debido a que los proyectos de expansión son licitados y adjudicados a empresas de transmisión, o a empresas de suministro de infraestructura en el caso de las obras de ampliación, para determinar el V.A.T.T. de cada proyecto se debe considerar la correspondiente tasa de costo de

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>capital asociada a la anualidad del Valor de Inversión de la respectiva obra de expansión.</p> <p>De conformidad a lo dispuesto en el artículo segundo transitorio de la resolución Exenta CNE Nº 711 de 2017, puesto que al momento de emitir el informe técnico preliminar con el plan de expansión anual de la transmisión no se encontraban publicadas las bases definitivas de la licitación del estudio de valorización a que se refiere el artículo 107º de la LGSE, que contiene la tasa de descuento a la que hace referencia el artículo 119º de la LGSE y, adicionalmente, no se encontraba regulada la metodología para la determinación del ajuste por efecto de impuestos a la renta a que se refiere el artículo 103º de la LGSE, para efectos de la etapa de análisis técnico económico, el V.A.T.T. de las alternativas de expansión se determinará considerando un intervalo de valores posibles de A.V.I. y adicionando el correspondiente C.O.M.A. de la obra. La misma resolución señala que dependiendo del tipo de obra, se deberá proceder conforme lo siguiente:</p> <p>a) Para el caso de las obras de ampliación, el correspondiente intervalo de valores de A.V.I. se determinará utilizando el V.I. estimado de la obra de ampliación, la vida útil de cada tipo de instalación y un intervalo de tasas de descuento comprendido entre el 8% y 10%. Dicho intervalo corresponde a tasas que incorporan conjuntamente los efectos tanto de la tasa de descuento como también los ajustes por efectos de impuestos a la renta.</p> <p>b) Por su parte, para el caso de obras nuevas, el correspondiente intervalo de valores de A.V.I. se determinará utilizando el V.I. estimado de la obra nueva, la vida útil de cada tipo de instalación y un intervalo de tasas de descuento comprendido entre el 5% y 7%. Dicho intervalo corresponde a tasas que incorporan conjuntamente los efectos tanto de la tasa de descuento como también los ajustes por efectos de impuestos a la renta.</p> <p>De acuerdo a lo anterior, las tasas de descuento utilizadas para estimar los V.A.T.T. asociados a los proyectos de expansión, corresponden a tasas reales anuales, aplicables después de impuestos.</p> <p>Asimismo, cabe tener presente que para la determinación los intervalos señalados en los literales a) y b) anteriores, lo dispuesto en el numeral ii., de la letra b) del artículo 21º de la Resolución Exenta CNE Nº711 de 2017, y lo señalado en los Considerandos 9), 10) y 11) de la referida Resolución.</p>
20	Capítulo 7, Evaluación de proyectos y resultados, Anexo Evaluaciones económicas.	¿Por qué se utiliza una determinada tasa 5%, 6% y 7%, para determinar la anualidad de la inversión y costos e ingresos, y para determinar la perpetuidad se utiliza 6%?	Se propone que la tasa de perpetuidad debe ser igual a la utilizada para determinar la anualidad de la inversión.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada a que la tasa de perpetuidad debe ser igual a la utilizada para determinar la anualidad de la inversión, esta Comisión rechaza dicha solicitud, toda vez que la tasa de actualización para efectos de la planificación de la transmisión debe sujetarse a lo dispuesto en el artículo 87º de la LGSE, y la tasa de descuento para determinar la anualidad de la inversión se debe sujetar a lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 711 de 2017. Dichas tasas apuntan a conceptos diferentes (evaluación de ahorro de costos sistémicos y valor presente de inversión de obras de transmisión, respectivamente), por lo que no se requiere que coincida

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				el valor numérico de dichas tasas. Así, mientras la tasa de descuento social representa el costo de oportunidad del consumidor, la tasa de descuento utilizada asociada a la inversión se emplea para estimar el V.A.T.T. de las obras de expansión, el cual es independiente de la tasa que fije el Ministerio de Desarrollo Social, puesto que se determina en conformidad a lo dispuesto en los artículos 103º, 118º y 119º de la LGSE y la Resolución Exenta CNE Nº 711 de 2017.
21	Capítulo 7, Evaluación de proyectos y resultados, 7.1.1 Nuevo Sistema 500 kV Parinas - Likanantai. Páginas 122-124.	La inversión asociada a los reactores que, si son necesarios para la operación de las líneas, deberían ser incluidos dentro de la evaluación, independiente si se decretan posteriormente.	Se propone que los costos asociados a los reactores recomendados sean incluidos dentro de la evaluación.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada a la evaluación del proyecto "Nuevo Sistema 500 kV Parinas - Likanantai", numeral 7.1.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con lo indicado, en términos de que es necesario incorporar en la evaluación del proyecto los reactores que son necesarios para la operación de la Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, energizada en 220 kV. Conforme lo anterior, esta Comisión modificará el costo de inversión para la evaluación económica del proyecto "Nuevo Sistema 500 kV Parinas - Likanantai", según la solicitud de la empresa.
22	Capítulo 7, Evaluación de proyectos y resultados, 7.1.2 Nuevo Sistema HDVC Centro - Norte. Páginas 126-129.	<p>Los escenarios utilizados reflejan un conjunto muy reducido de posibles desarrollos futuros del parque generador. Los tres escenarios son iguales en considerar alta concentración solar en el Norte Grande. Si bien se obtienen beneficios en dos de los tres escenarios, los escenarios donde se obtienen estos beneficios son similares, es decir una alta demanda y una alta penetración de ERNC. En tanto para una baja demanda y baja penetración de ERNC existen perjuicios.</p> <p>Además no se presentan alternativas de soluciones distintas a la línea de HVDC planteada, especialmente porque esta representa más del 60% de la inversión considerada en el Plan.</p>	<p>Se propone estudiar, el real peso entre una baja y alta demanda, y una alta y baja penetración ERNC, para de esta forma tener más escenarios que demuestren la conveniencia de este proyecto.</p> <p>Además se solicita aclarar la razón por la cual se eligieron sólo tres de los cinco escenarios disponibles y no se incorporaron otras alternativas a la línea HVDC.</p> <p>Por lo tanto se deberían evaluar obras alternativas al proyecto HDVC propuesto, con el propósito de optimizar las obras que correspondan desde el punto de vista técnico y económico para el cumplimiento de los objetivos que persigue este proyecto.</p>	<p>No se acoge la observación. La elección de los escenarios aplicados en la planificación es consecuencia de la aplicación de la metodología contenida en la Resolución N°711, en especial en su Artículo 11, numeral 5, el que establece expresamente que le corresponde a la Comisión evaluar cada uno de los escenarios de la PELP, y <b>definir aquellos</b> que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en dicha planificación energética. Sin perjuicio de lo anterior, en atención a esta observación, el detalle de su aplicación ha sido más detallado en el Capítulo 6 del presente Informe Técnico.</p> <p>Cabe señalar que para la elección de los tres escenarios se analizaron los 5 escenarios de la PELP.</p> <p>Respecto a las alternativas al proyecto HVDC, a efectos de atender la necesidad de expansión entre la zona del norte grande y la zona central, y en especial atención a la longitud involucrada, la alternativa que ofrece una solución costo-eficiente resulta ser en HVDC.</p>
23	Capítulo 7, Evaluación de proyectos y resultados, 7.1.3 Apoyo 500 kV Sur. Página 132.	Los costos asociados a operaciones a mínimo técnico de unidades termoeléctrica se incluyeron en el análisis? Considerando que estos serán pagados íntegramente por los clientes finales. De no estar incluidos, estos deberían incorporarse en la evaluación.	Se propone incorporar los costos asociados a operación a mínimo técnico de las centrales térmicas dentro de la evaluación.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada a los incorporación de los costos asociados a mínimos técnicos, esta Comisión indica que se han considerado operaciones especiales de centrales térmicas para incluir efectos por los mínimos técnicos para el sistema en su conjunto. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
24	Capítulo 7, Evaluación de proyectos y resultados, 7.1.3 Apoyo 500 kV Sur. Página 136-138.	La inversión asociada a los reactores que serán necesarios para la operación de las líneas, deberían ser incluidos dentro de la evaluación, independiente si se decretan posteriormente.	Se propone que los costos asociados a los reactores recomendados sean incluidos dentro de la evaluación.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada a la evaluación del proyecto "Apoyo 500 kV Sur", numeral 7.1.3 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con lo indicado, en términos de que es necesario incorporar en la evaluación del proyecto los reactores que son necesarios para la operación

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				de la línea. De igual forma se incorporaran los costos asociados a las ampliaciones en las subestaciones que se deben intervenir. Conforme lo anterior, esta Comisión modificará el costo de inversión para la evaluación del proyecto "Apoyo 500 kV Sur", según la solicitud de la empresa.
25	Capítulo 7, Evaluación de proyectos y resultados, 7.1.4 Aumento de capacidad línea 2x220 kV nueva Puerto Montt – Puerto Montt. Página 139.	En el documento se indicó "...Ante esto, se hace necesario el aumento de la capacidad de transmisión de la línea mencionada mediante el cambio del conductor actual, un ACSR GROSBEAK 636 MCM, por un conductor que permita una capacidad de transporte de al menos 420 MVA a 35° con sol...".	Indicar cuál es el conductor propuesto por la Comisión que definió la inversión propuesta, con su inversión asociada.	Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada a la evaluación del proyecto "Aumento de capacidad línea 2x220 kV nueva Puerto Montt – Puerto Montt. ", numeral 7.1.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a indicar el conductor propuesto por la Comisión que definió la inversión, esta Comisión indica que el conductor considerado para evaluar el proyecto es un conductor de aluminio ACCC Dove 361,6 mm2 alta temperatura. Sin perjuicio de ello, para efectos de la respectiva licitación de la obra, se podrán considerar otros arreglos de conductores que cumplan con el objetivo de dotar al tramo con el aumento de capacidad.
26	Capítulo 7, Evaluación de proyectos y resultados, 7.1.5 Nueva S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional. Anexo Evaluación Económica General Almacenamiento. Páginas 140 y 141.	¿Cómo se determinó la vida útil del grupo de almacenamiento? En general, la vida útil de la batería depende de la cantidad de ciclos y nivel de carga y descarga. ¿Hay respaldo de esta información?  No es clara la razón por la cual se elige una solución de almacenamiento como activo de transmisión, toda vez que estas tecnologías están definidas como SSCC o medios de generación. En ese sentido, se podría cuestionar las inversiones para almacenamiento incluidas en la propuesta, pues no es claro que esta inversión sea un elemento de transmisión cuyo propósito sea permitir el desarrollo de generación o evitar nuevas obras de transmisión. Pareciera que el objetivo es bajar los costos de operación con sistemas que aportan energía a la red, lo que es un rol del segmento de generación que debe darse en un contexto de mercado competitivo entre privados, y no necesariamente por una inversión que los consumidores estén obligados financiar.	Se proponen corregir la vida útil del sistema de almacenamiento, a la vida útil esperada que tendrá considerando variables como los ciclos de carga y descarga obtenidos en el modelo OSE2000.  Se solicita aclarar que si el sistema de almacenamiento recibe ingresos por otro servicio (SSCC o generación), éstos deben ser descontados del VATT correspondiente.	No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.  Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
27	Capítulo 7, Evaluación de proyectos y resultados, 7.1.5 Nueva S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al	¿Cómo está incluido los costos por efecto de la degradación de las baterías?, la cual tiene una influencia importante por los niveles de carga y descarga de la batería, además de determinar la vida útil de la batería.	Se proponen incluir dentro de los costos de inversión del sistema de almacenamiento, las reinversiones requeridas por la degradación de las baterías.	No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>sistema de transmisión nacional. Anexo Evaluación Económica General Almacenamiento. Páginas 140 y 141.</p>			<p>deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
28	<p>Capítulo 7, Evaluación de proyectos y resultados, 7.1.5 Nueva S/E Don Andrés con sistema de almacenamiento de energía y enlaces al sistema de transmisión nacional. Páginas 140-142.</p>	<p>Como se determinó los niveles de carga y descarga del grupo de almacenamiento producto del impacto en los costos marginales, es decir, los costos marginales se actualizaron con una corrida definitiva determinando si los niveles de carga y descarga eran los óptimos. ¿Cuántas iteraciones se realizaron?</p>	<p>Indicar la metodología de ajuste de marginales producto de los procesos de carga y descarga del sistema de baterías.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
29	Capítulo 7, Evaluación de proyectos y resultados, 7.7 Análisis de Resiliencia, 7.7.1 Eventualidad 1: Maremoto. Páginas 170-173.	De acuerdo con el informe del Coordinador considerado para este estudio los maremotos podrían ser considerados tanto en los análisis de prevención y reacción, esto involucra no solo el análisis con el programa PowerFactory, sino que también análisis con programa OSE2000. En el informe no deja en claro cuáles fueron los criterios para ajustarse solo a un tipo de análisis	Indicar lo criterios utilizados tanto en la modelación de PowerFactory como del programa OSE2000.	Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada al Análisis de Resiliencia, esta Comisión indica que el objetivo del análisis de resiliencia ante maremotos es verificar si el sistema eléctrico tiene la capacidad de operar sin determinados grupos de centrales próximas a la costa y seguir cumpliendo los criterios de seguridad establecidos en la NTSyCS vigente. En consecuencia con lo anterior, el ejercicio realizado no busca verificar y encontrar la operación económica óptima del sistema mediante el modelo OSE2000, entendiendo que un maremoto que indisponga parte de la capacidad de generación instalada en el sistema, constituye un escenario de excepción en la operación del sistema. Los criterios utilizados están indicados en el Informe Técnico Preliminar. Adicionalmente cabe destacar que la LGSE dispone en su Artículo 72°-21, que se podrá dictar un decreto de emergencia energética ante ciertos casos, en el cual dispondrá de las medidas que la autoridad estime conducentes y necesarias para manejar, disminuir o superar la emergencia energética producida a raíz de sismos o catástrofes naturales. Por tanto, se disponen de instrumentos necesarios para poder hacer mejor frente a esas problemáticas.
30	Capítulo 7, Evaluación de proyectos y resultados, 7.7 Análisis de Resiliencia, 7.7.1 Eventualidad 2: Shock de Precios de Combustibles. Páginas 173-174.	El plan de obras considera la central El Campesino, la cual operaría con GNL y debido a la judicialización de los permisos ambientales e informaciones recientes estaría postergando su construcción y entrada en operación.	Actualizar la fecha de entrada de la Central el Campesino de acuerdo a información de mercado, ya que es un impacto significativo en la proyección de precios.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por ACENOR A.G., asociada a la actualización de la fecha de entrada de la Central Campesino, esta Comisión indica que las centrales de generación y las fechas de ingreso en operación de las mismas están definidas de acuerdo a los antecedentes que utiliza el presente plan de expansión, según lo indicado en el numeral 6 del Informe Técnico Preliminar. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.

## 19. EDELNOR TRANSMISIÓN S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	4.2.1. Construcción Bypass para la línea 1x220 KV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 KV Esmeralda - La Portada y línea 1x110 KV Mejillones-Antofagasta	La Resolución Exenta N°320 de fecha 22 de junio de 2017, que Aprueba Informe Final de Instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, indica en su numeral 4.2.1. una Obra Nueva denominada "Nueva Subestación Guardiamarina 110/23-13 kV". Esta subestación secciona las líneas 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y 1x110 kV Esmeralda – La Portada, eventualmente en la misma zona donde debe ejecutarse el Bypass.	Incorporar en la descripción general y ubicación de la obra Bypass o en un numeral aparte, la relación entre la construcción del Bypass y la construcción de la Nueva Subestación Guardiamarina que secciona las líneas 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y 1x110 kV Esmeralda – La Portada.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Edelnor Transmisión S.A., asociada a la obra "Bypass para la línea 1x220 KV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 KV Esmeralda - La Portada y línea 1x110 KV Mejillones-Antofagasta" del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, en cuanto a incorporar en la descripción de la obra la relación entre la construcción del ByPass y la construcción de la S/E Guardiamarina, esta Comisión acoge lo solicitado por la empresa e incorporará que la adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Guardiamarina" fijada en el Decreto de Expansión N°418 del 2017 y sus respectivas bases de licitación.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				Conforme con lo anterior, se modificará la descripción de la obra y se agregara el numeral asociado a la licitación en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
2	4.2.1.1. Descripción general y ubicación de la obra	Se indica que el proyecto considera “nuevos tramos” de línea necesarios para la conexión del Bypass, pero solo se señala un tramo que conectaría al Bypass con el tramo de línea 1x110 kV Mejillones-Tap Desalant.	Indicar la totalidad de los “nuevos tramos” que conectan el Bypass con las líneas que se intervienen.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Edelnor Transmisión S.A., a la obra "Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento", numeral 4.2.1 del sistema A del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, asociada a indicar la totalidad de los nuevos tramos que conectan el bypass con las líneas que se intervienen, esta Comisión concuerda con lo planteado, en términos de precisar la redacción del referido numeral.  Conforme con lo anterior, se modificará la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
3	4.2.1.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto	Reemplazar el ítem “Intervención instalación dedicada” por “Intervención instalación zonal”.	Eliminar punto 4.2.1.5 y eliminar Tabla 16.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Edelnor Transmisión S.A., a la obra "Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento", numeral 4.2.1 del sistema A del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, sobre eliminar el numeral 4.2.1.5 y la tabla 16, esta Comisión concuerda con la empresa respecto a que la línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta corresponde a una instalación zonal.  Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará el numeral 4.2.1.5 y la Tabla 16 del sistema A del proyecto asociado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
4	8.4.1. VALORIZACIONES DE OBRAS NUEVAS SISTEMA A	En la Tabla 101: Presupuestos Obras Nuevas Zonales, se indica para el proyecto Bypass el ítem “Intervención instalación dedicada”. Sin embargo, las instalaciones que se intervienen tienen calificación zonal.	Reemplazar el ítem “Intervención instalación dedicada” por “Intervención instalación zonal”.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Edelnor Transmisión S.A., a la Tabla 101 asociada a la obra "Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento", numeral 8.4.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, referida a que las instalaciones que se intervienen tienen calificación zonal y no dedicada, por ende el ítem de la tabla "intervención instalación dedicada" se debe cambiar a "Intervención instalación zonal", esta Comisión concuerda con la empresa respecto a que la línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta corresponde a una instalación zonal. Sin embargo, el ítem "Intervención de instalación dedicada" no se puede cambiar de nombre, ya que corresponde a un ítem base de la tabla, asociado a lo establecido el artículo 24° de la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y en el inciso final del artículo 87° de la Ley, respecto a la intervención de instalaciones dedicadas. Por lo tanto, dado que esta obra no interviene instalaciones dedicadas no contendrá un costo asociado. Conforme lo anterior, esta Comisión, modificará el valor asociado a la intervención de instalación dedicada de la tabla 101 en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.

## 20. COLBÚN TRANSMISIÓN S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	<p>3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL</p> <p>(Concepto General)</p>	<p>Los Sistemas de Almacenamientos (servicio de almacenamiento) -actualmente regulados en la LGSE-, se diferencian de los sistemas de transmisión, siendo los primeros técnicamente un “retiro, almacenamiento e inyección”, diferente a la función de “transmisión y transformación” propia del sistema de transmisión. La ley recoge esta diferencia - artículos como el 8 bis, 72-20 y 225 ad) LGSE-, relacionando el servicio de almacenamiento a los servicios complementarios (sin perjuicio que también pueden distinguirse). La idea de asociar los sistemas de almacenamiento de energía a una S/E para arrogarla como una obra de transmisión a través del plan de expansión, supone sustraer del segmento de generación una obra que queda regulada como servicio público de transmisión, lo que genera un cuestionamiento regulatorios que podrían tener implicancias al tratamiento tarifario.</p>	<p>Eliminar el proyecto SE Don Andrés con Sistema de Almacenamiento del Plan de Expansión Anual 2017.</p>	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
2	<p>3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL</p>	<p>Al incorporar un sistema de almacenamiento, que tienen componentes propias que afectan sustancialmente a la actividad de generación, no correspondería incluirlo en un plan de expansión de la transmisión, ya que es el regulador el que define la inversión; produciendo una afectación a la iniciativa privada en el segmento de generación. Los sistemas de almacenamiento deberían incorporarse al sistema a través de una adecuada señal de mercado, incentivando en una primera instancia a la iniciativa privada.</p> <p>Asimismo, ya que el almacenamiento tiene un rol de arbitraje de precios y aporta energía y suficiencia al sistema, responde a una obra de generación requerida por el sistema, la cual debiera incorporarse en el Plan Indicativo de Obras de Generación, como todas las</p>	<p>Eliminar este proyecto porque creemos que este tipo de proyectos debiese venir de una de iniciativas privadas en el mercado de generación.</p>	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		obras que responden a las características mencionadas con anterioridad.		<p>reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
3	3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	<p>Bajo el “supuesto” de que efectivamente la instalación del sistema de almacenamiento es la mejor y única solución técnica y económica (mínimo costo y seguridad, ambas debidamente consideradas), entonces los beneficios asociados a la referida solución deberían ser superiores a los costos de invertir y operarla.</p> <p>De lo anterior se concluye que habría incentivos para ejecutar el proyecto.</p> <p>En caso de que el mercado no reaccionara, quiere decir que habría una “falla regulatoria”, por lo que proponemos que se verifique si es eso lo que quiere cubrir la CNE. Si este fuera el caso, sólo habría que corregir el impedimento regulatorio, para dejar que el mercado actúe libremente.</p>	Eliminar este proyecto porque creemos que este tipo de proyectos debiese venir de una de iniciativas privadas en el mercado de generación	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
4	3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	A juicio de Colbún Transmisión esta nueva obra <b><u>no debiera ser incorporada</u></b> en este plan de expansión puesto que no existen los argumentos suficientes que sustenten su incorporación. Ya que, a nuestro entender, no queda claro que cumpla con lo estipulado en artículo 87 de la ley, en el punto c dice: “La planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico...” es acá donde entran dudas de si es realmente estos almacenadores	En caso de que la obra continúe siendo parte del Plan, aun cuando no es nuestra opinión, se deben revisar todos los aspectos señalados de manera de garantizar que el proyecto propuesto sea el óptimo.	No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>el mejor proyecto y el más eficiente a considerar en la zona en términos de costo beneficio al sistema.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la evaluación de este tipo de proyectos debiese considerar al menos los siguientes aspectos dentro de este Plan:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Valorización del proyecto (VI referencial) del Proyecto, que no solo considere el costo del sistema de almacenamiento sino que también las inversiones asociadas al funcionamiento de estas.</li> <li>• Revisión de los Costos de operación y mantenimiento (COMA) referencial del proyecto, ya que es superior a las instalaciones de transmisión.</li> <li>• Aspectos Técnicos del Proyecto (verificar horas de los ciclos de carga y descarga, pérdidas asociadas al proceso de carga y descarga, derrateo, entre otros).</li> <li>• Evaluación de alternativa óptima, ya que los clientes son los encargados de pagar las inversiones. Es necesario realizar un mayor análisis costo-beneficio.</li> <li>• Verificar que la solución es costo eficiente, ya que según una primera evaluación, la suma de los CAPEX más OPEX del sistema de almacenamiento propuesto (sin considerar el costo asociado a la compra de energía para cargar dicho sistema) sería superior al costo de desarrollo de las tecnologías convencionales.</li> </ul>		<p>posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
5	3.2.7 NUEVA LÍNEA HVDC HUELQUÉN – KIMAL	La descripción del proyecto no menciona el nivel de seguridad (N-1) del enlace ni de las S/E convertoras.	Se debe especificar si la capacidad de transmisión de la línea de 3000 MVA considera sobre carga y si corresponde a un nivel de seguridad N-1	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Colbún Transmisión S.A., asociada a la obra Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal, numeral 3.2.7 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión concuerda con la empresa en términos de que la descripción puede generar errores de interpretación, por ende se ha modificado la descripción del proyecto, indicando que el enlace HVDC se plantea como un bipolo de 3000 MW por polo con retorno metálico con una capacidad de las convertoras de 1500 MW por polo. Conforme lo anterior, esta Comisión modifica la capacidad de transmisión en la descripción, aclarando el nivel de seguridad asociado, en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
6	3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA PARINAS 500/220 KV y 3.2.2. NUEVA LÍNEA 2X500 KV PARINAS – LIKANANTAI, ENERGIZADA EN 220 KV	<p>Entre estos dos proyectos hay un condicionamiento para su adjudicación que consiste en que se adjudican ambos proyectos o ninguno.</p> <p>Se debe aclarar a que se refiere la CNE cuando condiciona la adjudicación de un proyecto a la adjudicación del otro.</p> <p>Por otra parte, es relevante señalar que el seccionamiento de Parinas estaba justificado en una primera instancia por el Coordinador Eléctrico Nacional bajo el nombre de subestación Nueva Taltal en la Carta enviada el 23 de Junio de 2017 (Carta DE 002722-12) como “Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017” en la página 73 donde dice que este proyecto está <i>“condicionada a la adjudicación de terrenos licitados por el Ministerio de Bienes Nacionales en el año 2017”</i> ya que hay proyectos de energía renovable en la zona. En nuestra opinión la subestación seccionadora Parinas se justifica, de forma suficiente, por los proyectos de energía renovables de la zona y de forma independiente de la línea Parinas – Likanantai.</p>	<p>No condicionar la adjudicación de la obra de la subestación seccionadora Parinas 500/220 kV a la adjudicación del proyecto de línea 2x500 kV energizado en 220 kV Parinas-Likanantai , ya que la adjudicación de la subestación Parinas se justifica por sí sola para la conexión del potencial eólico de la zona.</p> <p>A mayor abundamiento, en el informe del Coordinador Eléctrico Nacional antes citado, esta subestación estaba condicionada a la adjudicación de la licitación de los terrenos donde se emplazará el proyecto eólico Horizonte (607 MW) de Colbún S.A. el cual aprovecha el potencial eólico de la zona.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Colbún Transmisión S.A., asociada a la obra "Nueva S/E Seccionadora Parinas", numeral 3.2.1.6 del Sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con la empresa, en términos de que la adjudicación de la obra “Nueva S/E Seccionadora Parinas” no quede condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva Línea 2x500 kV Parinas – Likanantai energizada en 220 kV”, considerando los beneficios que trae por sí sola dicha obra. Conforme lo anterior, esta Comisión eliminará el punto 3.2.1.6 de la obra, que hace referencia al condicionamiento observado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
7	6.3.7 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	<p>De los escenarios de generación para la planificación de la transmisión considerados en el informe, en ninguno de ellos se considera la entrada del proyecto eólico horizonte de 607 MW de COLBÚN S.A., ya que en ningún escenario entra generación eólica el año 2024. Este proyecto se emplazaría en los terrenos licitados por el Ministerio de bienes Nacionales que se adjudicó COLBÚN S.A.</p>	<p>Considerar el proyecto horizonte de COLBÚN S.A. en los escenarios de generación para la planificación de la transmisión.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Colbún Transmisión S.A., asociada a la consideración del Parque Eólico Horizonte en el plan de obras de generación, esta Comisión indica que el proyecto indicado no fue presentado en la instancia que establece el artículo 91° inciso segundo de la LGSE, para que los promotores presenten sus proyectos de expansión durante el proceso de planificación. Por lo tanto, la Comisión no está obligada a un proyecto que no fue presentado en la etapa correspondiente o que no forma parte de los antecedentes que son utilizados para generar los planes de obra de generación, según lo indicado en el numeral 6 del Informe Técnico Preliminar y la resolución exenta Nº 711. Sin perjuicio de lo anterior, es necesario indicar que en la conformación de los escenarios de generación utilizados en el presente plan de expansión, se han incorporado proyectos de generación genéricos en la zona que indica la empresa con montos de generación y fechas de ingreso en operación de acuerdo a lo establecido en la misma planificación energética de largo plazo.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
8	7.1.5 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y	<p>Al participar los sistemas de almacenamiento presentes en las nuevas subestaciones, en el mercado de capacidad, obteniendo de esta forma ingresos por venta de potencia, queda en evidencia que esta obra tiene la característica de una obra de generación.</p>	<p>Eliminar el proyecto SE Don Andrés con Sistema de Almacenamiento del Plan de Expansión Anual 2017.</p>	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL			<p>eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

## 21. GPM AG (ASOCIACIÓN GREMIAL PEQUEÑOS Y MEDIANOS GENERADORES)

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Subtítulo 3.2.9	<p>El atributo de almacenamiento de energía no puede ser determinado como una obra de expansión de transmisión porque no corresponde a una instalación de transmisión eléctrica.</p> <p>Cabe señalar que la LGSE establece con precisión cuáles podrán ser las obras de expansión:</p> <p><b><i>“Artículo 89°.- Obras Nuevas y Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión. Son obras de expansión de los respectivos sistemas de transmisión las obras nuevas y obras de ampliación.</i></b></p>	Eliminar el Subtítulo 3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>Son obras de ampliación aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes. Se entenderá por <u>obras nuevas aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.</u></i></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><i><u>Podrán incorporarse como obras de expansión elementos que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio, tales como, sistemas de control y comunicación...</u></i></p> <p>De la lectura anterior, puede desprenderse que:</p> <p>a) las obras de expansión corresponden principalmente a <b>líneas y subestaciones</b> (y algunos elementos de segundo orden como sistemas de control y comunicación); y que</p> <p>b) dichas instalaciones tienen por objeto aumentar: i) la <b>capacidad</b>; o ii) la <b>seguridad y calidad de servicio</b> del sistema eléctrico.</p> <p>Por lo tanto, una subestación eléctrica con el atributo de almacenamiento de energía, y en particular, con la función de inyección de energía al sistema eléctrico, o de retiro de energía del sistema eléctrico, no cabe en ningún caso como obra de expansión de los sistemas de transmisión.</p> <p>Además, en el Informe Preliminar no se define la función que tendrá la S/E Don Andrés en términos del tipo de operación y desempeño que permite obtener beneficios para el Sistema Eléctrico Nacional. A mayor abundamiento, no hay en el informe preliminar una explicación de cómo esta obra de expansión</p>		<p>todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>contribuirá a aumentar ya sea la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.</p> <p>Por otra parte, la LGSE en su artículo 72º-7 establece una regulación específica para los servicios complementarios, incluyendo un sistema de licitaciones de instalaciones para necesidades de recursos técnicos de largo plazo de servicios complementarios determinados por el Coordinador Eléctrico Nacional. Por lo tanto, los sistemas de almacenamiento podrán ser licitados bajo requerimiento del Coordinador, resultado de estudios rigurosos, fehacientes, transparentes y replicables, bajo la regulación específica del artículo 72º-7.</p>		
2	Subtítulo 7.1.5	<p>Sin perjuicio de que el atributo de almacenamiento de energía no puede ser determinado como una obra de expansión de transmisión porque no corresponde a una instalación de transmisión eléctrica, la evaluación económica de los proyectos posee errores que contravienen la LGSE en los siguientes términos:</p> <p>1) En el cuarto párrafo del Subtítulo 7.1.5 se comete un error de alcance legal donde se indica lo siguiente:</p> <p><i>“Cabe destacar que los sistemas de almacenamiento presentes en las nuevas subestaciones, podrán participar de los mercados de capacidad, obteniendo de esta forma ingresos derivados de su aporte a la suficiencia del sistema (Ingresos por venta de potencia).”</i></p> <p>De esta forma, en el Informe Preliminar se cuantifica un beneficio para los sistemas de almacenamiento de energía que legalmente no le corresponde.</p> <p>La Ley expresamente dice en su artículo 72º-17, inciso noveno que:</p> <p><i>“... Sólo las instalaciones de generación que se encuentren en operación tendrán derecho a</i></p>	<p>Eliminar el Subtítulo 7.1.5 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL</p>	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87º de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>participar en las transferencias de potencia a que hace referencia el artículo 149º.</i></p> <p>Por lo tanto, en el caso que la instalación se trate de un Sistema de Almacenamiento de Energía, tal como lo define el Artículo 225 ad) de la LGSE, éstos no están legalmente habilitados para participar de los mercados de potencia. Por otro lado, en el caso de que se trate de un atributo de almacenamiento otorgado por un medio de generación eléctrica, estas instalaciones no son parte del proceso de planificación de transmisión.</p> <p>En definitiva, en ambos casos el Plan de Expansión contradice expresamente lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos.</p> <p>2) La evaluación económica del Informe Preliminar del Plan de Expansión, también comete un error al incorporar el eventual beneficio privado correspondiente a los ingresos por potencia de la S/E Don Andrés, establecido como un beneficio social o sistémico resultado de la incorporación de la S/E Don Andrés.</p> <p>En efecto, la aplicación de la metodología del Informe Preliminar estaría entregando un Doble Pago al eventual propietario de la S/E Don Andrés, dado que como obra nueva de expansión del sistema de transmisión nacional recibiría por 20 años una remuneración igual al VATT de las obras, y tal como lo establece el artículo 114º de la LGSE, este valor constituye el total de la remuneración anual de cada instalación, pagando así completamente los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración de la instalación de transmisión.</p> <p>Por lo tanto, al recibir un segundo pago por concepto de potencia de suficiencia, que conceptualmente también paga una infraestructura, estaría recibiendo una</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>sobrerenta, duplicando así el pago por la obra propuesta, y obligando a los clientes finales libres y regulados a pagar dos veces por la misma instalación.</p> <p>Lo anterior, inobjetablemente vulnera las disposiciones de la LGSE, lo que demuestra que la propuesta de incorporar la S/E Don Andrés en el Plan de Expansión 2017 carece de sustento legal y económico.</p> <p>3) Respecto al Valor de Inversión determinado para la S/E Don Andrés, no existe información alguna sobre el origen de los valores asignados para el V.I. y el COMA del proyecto.</p> <p>Aun considerando estos valores como válidos, es decir, un V.I. referencial igual a US\$ 500 millones (lo cual, considerando una capacidad nominal de 300 MW, equivale a un costo de inversión unitario de 1.667 kUS\$/MW), y un COMA de US\$ 8 millones, lo hace un proyecto mucho más ineficiente económicamente que la instalación de una central a gas de CA durante los primeros años (considerando un V.I. unitario de 800 kUS\$/MW y un costo variable de 70 US\$/MWh), que puede cubrir la misma necesidad requerida en el Informe Preliminar del Plan de Expansión de la CNE.</p>		

## 22. COLBÚN S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL	Los Sistemas de Almacenamientos (servicio de almacenamiento) -actualmente regulados en la LGSE-, se diferencian de los sistemas de transmisión, siendo los primeros técnicamente un "retiro, almacenamiento e inyección", diferente a la función	Eliminar el proyecto SE Don Andrés con Sistema de Almacenamiento del Plan de Expansión Anual 2017.	Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL</p> <p>(Concepto General)</p>	<p>de “transmisión y transformación” propia del sistema de transmisión. La ley recoge esta diferencia - artículos como el 8 bis, 72-20 y 225 ad) LGSE-, relacionando el servicio de almacenamiento a los servicios complementarios (sin perjuicio que también pueden distinguirse). La idea de asociar los sistemas de almacenamiento de energía a una S/E para arrogarla como una obra de transmisión a través del plan de expansión, supone sustraer del segmento de generación una obra que queda regulada como servicio público de transmisión, lo que genera un cuestionamiento regulatorios que podrían tener implicancias al tratamiento tarifario.</p>		<p>eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
2	<p>3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL</p>	<p>Al incorporar un sistema de almacenamiento, que tienen componentes propias que afectan sustancialmente a la actividad de generación, no correspondería incluirlo en un plan de expansión de la transmisión, ya que es el regulador el que define la inversión; produciendo una afectación a la iniciativa privada en el segmento de generación. Los sistemas de almacenamiento deberían incorporarse al sistema a través de una adecuada señal de mercado, incentivando en una primera instancia a la iniciativa privada.</p> <p>Asimismo, ya que el almacenamiento tiene un rol de arbitraje de precios y aporta energía y suficiencia al sistema, responde a una obra de generación requerida por el sistema, la cual debiera incorporarse en el Plan Indicativo de Obras de Generación, como todas las obras que responden a las características mencionadas con anterioridad.</p>	<p>Eliminar este proyecto porque creemos que este tipo de proyectos debiese venir de una de iniciativas privadas en el mercado de generación.</p>	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
3	3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	<p>Bajo el “supuesto” de que efectivamente la instalación del sistema de almacenamiento es la mejor y única solución técnica y económica (mínimo costo y seguridad, ambas debidamente consideradas), entonces los beneficios asociados a la referida solución deberían ser superiores a los costos de invertir y operarla.</p> <p>De lo anterior se concluye que habría incentivos para ejecutar el proyecto.</p> <p>En caso de que el mercado no reaccionara, quiere decir que habría una “falla regulatoria”, por lo que proponemos que se verifique si es eso lo que quiere cubrir la CNE. Si este fuera el caso, sólo habría que corregir el impedimento regulatorio, para dejar que el mercado actúe libremente.</p>	Eliminar este proyecto porque creemos que este tipo de proyectos debiese venir de una de iniciativas privadas en el mercado de generación	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
4	3.2.9 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	<p>A juicio de Colbún esta nueva obra <b>no debiera ser incorporada</b> en este plan de expansión puesto que no existen los argumentos suficientes que sustenten su incorporación. Ya que, a nuestro entender, no queda claro que cumpla con lo estipulado en artículo 87 de la ley, en el punto c dice: “La planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico...” es acá donde entran dudas de si es realmente estos almacenadores el mejor proyecto y el más eficiente a considerar en la zona en términos de costo beneficio al sistema.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la evaluación de este tipo de proyectos debiese considerar al menos los siguientes aspectos dentro de este Plan:</p>	En caso de que la obra continúe siendo parte del Plan, aun cuando no es nuestra opinión, se deben revisar todos los aspectos señalados de manera de garantizar que el proyecto propuesto sea el óptimo.	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Valorización del proyecto (VI referencial) del Proyecto, que no solo considere el costo del sistema de almacenamiento sino que también las inversiones asociadas al funcionamiento de estas.</li> <li>• Revisión de los Costos de operación y mantenimiento (COMA) referencial del proyecto, ya que es superior a las instalaciones de transmisión.</li> <li>• Aspectos Técnicos del Proyecto (verificar horas de los ciclos de carga y descarga, pérdidas asociadas al proceso de carga y descarga, derrateo, entre otros).</li> <li>• Evaluación de alternativa óptima, ya que los clientes son los encargados de pagar las inversiones. Es necesario realizar un mayor análisis costo-beneficio.</li> <li>• Verificar que la solución es costo eficiente, ya que según una primera evaluación, la suma de los CAPEX más OPEX del sistema de almacenamiento propuesto (sin considerar el costo asociado a la compra de energía para cargar dicho sistema) sería superior al costo de desarrollo de las tecnologías convencionales.</li> </ul>		<p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
5	3.2.7 NUEVA LÍNEA HVDC HUELQUÉN – KIMAL	La descripción del proyecto no menciona el nivel de seguridad (N-1) del enlace ni de las S/E convertoras.	Se debe especificar si la capacidad de transmisión de la línea de 3000 MVA considera sobre carga y si corresponde a un nivel de seguridad N-1	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Colbún S.A., asociada a la obra Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal, numeral 3.2.7 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión concuerda con la empresa en términos de que la descripción puede generar errores de interpretación, por ende se ha modificado la descripción del proyecto, indicando que el enlace HVDC se plantea como un bipolo de 3000 MW por polo con retorno metálico con una capacidad de las convertoras de 1500 MW por polo. Conforme lo anterior, esta Comisión modifica la capacidad de transmisión en la descripción, aclarando el nivel de seguridad asociado, en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
6	3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA PARINAS 500/220 KV y 3.2.2. NUEVA LÍNEA 2X500 KV PARINAS – LIKANANTAI, ENERGIZADA EN 220 KV	Entre estos dos proyectos hay un condicionamiento para su adjudicación que consiste en que se adjudican ambos proyectos o ninguno. Se debe aclarar a que se refiere la CNE cuando condiciona la adjudicación de un proyecto a la adjudicación del otro.	No condicionar la adjudicación de la obra de la subestación seccionadora Parinas 500/220 kV a la adjudicación del proyecto de línea 2x500 kV energizado en 220 kV Parinas-Likanantai , ya que la adjudicación de la	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Colbún S.A., asociada a la obra "Nueva S/E Seccionadora Parinas", numeral 3.2.1 del Sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con la empresa, en términos de que la adjudicación de la obra "Nueva S/E Seccionadora Parinas" no quede condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva Línea 2x500 kV Parinas – Likanantai energizada en 220 kV", considerando los beneficios que trae por sí sola

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por otra parte, es relevante señalar que el seccionamiento de Parinas estaba justificado en una primera instancia por el Coordinador Eléctrico Nacional bajo el nombre de subestación Nueva Taltal en la Carta enviada el 23 de Junio de 2017 (Carta DE 002722-12) como “Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017” en la página 73 donde dice que este proyecto está <b>“condicionada a la adjudicación de terrenos licitados por el Ministerio de Bienes Nacionales en el año 2017”</b> ya que hay proyectos de energía renovable en la zona. En nuestra opinión la subestación seccionadora Parinas se justifica, de forma suficiente, por los proyectos de energía renovables de la zona y de forma independiente de la línea Parinas – Likanantai.</p>	<p>subestación Parinas se justifica por si sola para la conexión del potencial eólico de la zona.</p> <p>A mayor abundamiento, en el informe del Coordinador Eléctrico Nacional antes citado, esta subestación estaba condicionada a la adjudicación de la licitación de los terrenos donde se emplazará el proyecto eólico Horizonte (607 MW) de Colbún S.A. el cual aprovecha el potencial eólico de la zona.</p>	<p>dicha obra. Conforme lo anterior, esta Comisión eliminará el punto 3.2.1.6 de la obra, que hace referencia al condicionamiento observado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
7	6.3.7 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	<p>De los escenarios de generación para la planificación de la transmisión considerados en el informe, en ninguno de ellos se considera la entrada del proyecto eólico horizonte de 607 MW de COLBÚN S.A., ya que en ningún escenario entra generación eólica el año 2024. Este proyecto se emplazaría en los terrenos licitados por el Ministerio de bienes Nacionales que se adjudicó COLBÚN S.A.</p>	<p>Considerar el proyecto horizonte de COLBÚN S.A. en los escenarios de generación para la planificación de la transmisión.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Colbún Transmisión S.A., asociada a la consideración del Parque Eólico Horizonte en el plan de obras de generación, esta Comisión indica que el proyecto indicado no fue presentado en la instancia que establece el artículo 91° inciso segundo de la LGSE, para que los promotores presenten sus proyectos de expansión durante el proceso de planificación. Por lo tanto, la Comisión no está obligada a un proyecto que no fue presentado en la etapa correspondiente o que no forma parte de los antecedentes que son utilizados para generar los planes de obra de generación, según lo indicado en el numeral 6 del Informe Técnico Preliminar y la resolución exenta N° 711. Sin perjuicio de lo anterior, es necesario indicar que en la conformación de los escenarios de generación utilizados en el presente plan de expansión, se han incorporado proyectos de generación genéricos en la zona que indica la empresa con montos de generación y fechas de ingreso en operación de acuerdo a lo establecido en la misma planificación energética de largo plazo.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
8	7.1.5 NUEVA S/E DON ANDRÉS CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y ENLACES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	<p>Al participar los sistemas de almacenamiento presentes en las nuevas subestaciones, en el mercado de capacidad, obteniendo de esta forma ingresos por venta de potencia, queda en evidencia que esta obra tiene la característica de una obra de generación.</p>	<p>Eliminar el proyecto SE Don Andrés con Sistema de Almacenamiento del Plan de Expansión Anual 2017.</p>	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

## 23. ESPEJO DE TARAPACÁ SPA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.2.9 Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión nacional. Pg. 36	Respecto al numeral 3.2.9.1 primera letra a, se especifica que el atributo de 1x300 MW debe ir conectado a las subestaciones Lagunas, Carrera Pinto o Maitencillo, en vez de que la subestación Don Andrés, con el atributo de almacenamiento, sea la que vaya conectada a las nombradas subestaciones.	<p>Se sugiere decir:</p> <p>a. S/E San Andrés de 300 MW nominales con atributo de almacenamiento, conectada de manera individual en un punto del sistema eléctrico: en S/E Lagunas, ó en S/E Carrera Pinto, ó en S/E Nueva Maitencillo; [...]</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
2	3.2.9 Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión nacional. Pg. 36	<p>Respecto al numeral 3.2.9.1 segunda letra a, se define el concepto de capacidad de almacenamiento neto para ser descargada completa y continuamente. Es decir, un atributo de almacenamiento de capacidad de 100 MW con 1,3 GWh, podrá inyectar energía al sistema a capacidad de 100 MW durante 13 horas completa y seguidamente.</p> <p>Se solicita confirmar la interpretación anterior.</p>	<p>Se sugiere explicitar en el numeral 3.2.9.1, segunda letra a, que:</p> <p>La capacidad de almacenamiento mínima se refiere a la capacidad de guardar una cantidad mínima de energía para ser descargada de forma completa y continua. Es decir, un atributo de almacenamiento de capacidad de 100 MW con 1,3 GWh, podrá inyectar energía al sistema a capacidad de 100 MW durante 13 horas seguidas.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
3	3.2.9 Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión nacional. Pg. 36	<p>Se recalca la importancia de que la capacidad mínima de almacenamiento sea tal que permita generar durante 13 horas o más seguidas para poder aprovechar a cabalidad los numerosos atributos técnicos que aporta el almacenamiento al sistema eléctrico nacional, como por ejemplo:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Aportar a la minimización del impacto en el sistema eléctrico ante riesgo de desabastecimiento, como por ejemplo, desastres naturales o contingencias.</li> <li>2. Aportar a la promoción de la competencia y a propender a un mercado común al permitir una mejor integración de energías variables renovables al disminuir sus riesgos de vertimiento,</li> </ol>	<p>Se sugiere recalcar en el numeral 3.2.9.1, segunda letra a, los atributos técnicos mencionados:</p> <p>a. Capacidad de almacenamiento mínimo de, al menos, 1,3 GWh para cada subestación con atributo de almacenamiento de capacidad nominal de 100 MW o al menos 3,9 GWh para subestaciones con atributo de almacenamiento de capacidad nominal de 300 MW. Lo anterior en consideración a los objetivos de minimizar los impactos ante riesgos de desabastecimiento y contingencias, aporte a la competencia y propensión del mercado común, y aportar a la eficiencia</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>descongestionando y optimizando la actual infraestructura de líneas de transmisión.</p> <p>3. Aportar a la eficiencia económica ante la evolución incierta de los Escenarios Energéticos definidos por el Ministerio, ya que se cuenta como un activo que aporta flexibilidad al sistema de transmisión frente a la mencionada incertidumbre.</p>	<p>económica ante los distintos Escenarios Energéticos posibles.</p>	<p>reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
4	<p>3.2.9 Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión nacional. Pg. 36</p>	<p>Se solicita aclarar cómo se están considerando las pérdidas de energía del proceso de almacenamiento.</p>	<p>En el numeral 3.2.9.1 segunda letra b, se debiese explicar que los tiempos de carga y descarga requeridos deberán considerar las pérdidas asociadas al proceso de almacenamiento.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
5	<p>3.2.9 Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión nacional. Pg. 37</p>	<p>El atributo de almacenamiento se caracteriza por una diversidad de cualidades que conllevan importantes beneficios y avances en línea de los objetivos expuestos en la Ley para el sistema de transmisión. Esta consideración ha sido abordada por numerosos países en el desarrollo de sus sistemas de transmisión.</p> <p>Se considera apropiado que se reconozca en el Informe Definitivo que el estudio corresponde a un escenario conservador, al menos en lo que respecta al aporte del atributo de almacenamiento respecto a</p>	<p>Se sugiere que en el numeral 3.2.9.4 se agregue:</p> <p>El caso de estudio corresponde a un caso conservador por cuanto no ha contemplado los efectos económicos de la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero en el sistema eléctrico nacional.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>variables ambientales, en específico a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto del sistema eléctrico.</p> <p>Se estima que 300 MW de almacenamiento en la zona norte permitirían desplazar en promedio 540 mil ton/CO2 anuales, lo que a un valor de 40 \$/ton CO2 como precio social definido por el Ministerio de Desarrollo Social (febrero, 2017), representa un aporte relevante al sistema eléctrico.</p>		<p>posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
6	5. Actualización de los valores de inversión referencial de los proyectos. Pg. 89	<p>Respecto a la Tabla 25, numeral 9, para el proyecto S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión nacional se define un Alfa nulo y un Beta unitario.</p> <p>Dado la que una parte importante de las tecnologías de almacenamiento requieren inversiones relevantes en obras civiles que son expresadas en moneda local, se solicita se considere un 40% de los costos en moneda nacional (Alfa = 40%); lo anterior a fin de poder presentar ofertas más competitivas.</p>	<p>Se sugiere:</p> <p>Alfa = 0,4</p> <p>Beta = 0,6</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
7	7.1.5 Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al	<p>Por coherencia con las observaciones previas. Se solicita hacer modificaciones en consistencia a los comentarios anteriores.</p>	<p>1. Se sugiere agregar:</p> <p>La capacidad de almacenamiento mínima se refiere a la capacidad de guardar una cantidad mínima de energía para ser descargada de</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	sistema de Transmisión nacional		<p>forma completa y continua. Es decir, un atributo de almacenamiento de capacidad de 100 MW con 1,3 GWh, podrá inyectar energía al sistema a capacidad de 100 MW durante 13 horas seguidas.</p> <p>2. Se debiese explicar que los tiempos de carga y descarga requeridos deberán considerar las pérdidas asociadas al proceso de almacenamiento.</p>	<p>eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

## 24. COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.1.1	<p>“AMPLIACIÓN EN SUBESTACIÓN CANDELARIA”</p> <p>Se realizó una revisión técnica a la documentación desarrollada por DESSAU para la licitación asociada al Decreto exento N°373, que guarda relación con el alcance descrito para la S/E Candelaria en la Resolución exenta N°770. Del alcance indicado en el DE373, se observa que hay una modificación de la topología de la subestación de doble barra a interruptor y medio, sin embargo, la modificación contempla sólo los interruptores J1, J2, J3 y J4 dejando fuera los interruptores J5 y J6.</p> <p>De acuerdo a los antecedentes técnicos evaluados, para cumplir con el alcance solicitado en la Resolución exenta N°770, y dejar espacio con</p>	<p>Se propone incluir en el alcance de la Resolución exenta N° 770, explícitamente los interruptores J5 y J6 pertenecientes a las salidas Minero L-1 y Minero L-2 respectivamente, para normalizar completamente la topología de la subestación y propiciar un crecimiento ordenado de la misma.</p> <p>Se propone incluir en el V.I asociado a la obra en referencia, la adquisición de terreno para las dos futuras diagonales adicionales para futuros proyectos.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Ampliación en S/E Candelaria", del Sistema Nacional, indicada en el numeral 3.1.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no concuerda con el Coordinador respecto a lo observado, dado que los paños J5 y J6 de la subestación Candelaria corresponden a instalaciones dedicadas y, de acuerdo a lo indicado en el inciso final del artículo 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos, "la planificación podrá considerar la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión de dedicada para la <u>conexión</u> de obras de expansión (el destacado es nuestro)" y no con el objetivo de normalizar la topología de la subestación. Respecto a la adquisición de terreno adicional, esto ya se encuentra considerado en la valorización del proyecto, sin embargo se modificará el párrafo N°2 del numeral 3.1.1.1 en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		terreno nivelado para dos diagonales adicionales para futuros proyectos, deberá contemplarse la compra de terreno dado el espacio disponible.		
2	3.1.2	<p>“AMPLIACIÓN EN S/E LAGUNAS”</p> <p>El proyecto señalado no se encuentra en la propuesta de transmisión 2017 realizada por el propietario de la instalación.</p> <p>Se aprecia espacio limitado para la ampliación descrita en Resolución exenta N° 770, probablemente su implementación implique la adquisición de un nuevo terreno.</p> <p>Considerar los posibles cruces de líneas debido a la alta congestión de éstas en la subestación.</p>	<p>Se propone incluir en el V.I asociado a la obra en referencia la compra de terreno.</p> <p>En términos de acceso abierto, considerar la solución técnica que impacte menos desde el punto de vista de acceso, es decir, que contemple los menos cruces posibles entre líneas de transmisión y permita la futura expansión de la subestación.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Ampliación en S/E Lagunas" del Sistema Nacional, indicada en el numeral 3.1.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no concuerda con el Coordinador en términos de que en la descripción y valorización del proyecto sea necesario considerar la compra de terreno para realizar la ampliación en dicha subestación. La Comisión fundamenta lo anterior en base a un análisis propio de factibilidad técnica, realizado con los antecedentes entregados por la empresa Transelec, determinando que no es necesaria la compra de terreno para realizar la obra propuesta, toda vez que la subestación cuenta con el espacio necesario al interior de ella.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones a la descripción y valorización del proyecto asociado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
3	3.1.4	Respecto del proyecto “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín”, los resultados obtenidos a partir del diagnóstico de la recomendación 2018 del Coordinador, indican que a partir del año 2019 la línea Cautín – Temuco 2x220 kV ve superada su capacidad N-1 de transmisión, lo que se acentúa en el tiempo, tanto por el crecimiento de la demanda, como frente a la materialización del cambio de conductor entre Ciruelos y Cautín.	Se propone extender el alcance del proyecto “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín”, hasta la S/E Temuco.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al proyecto “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín” hasta la S/E Temuco, esta Comisión ha analizado la zona involucrada y no visualiza la necesidad de ampliar las capacidades de líneas existentes de más instalaciones a las ya propuestas en el Informe Técnico Preliminar. Cabe destacar que los antecedentes de proyecciones de demanda y proyectos de generación utilizados en los distintos escenarios con que se cuenta para dichos análisis, se encuentran indicados en el numeral 6 del mismo Informe. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017. Adicionalmente, se dispondrá de los antecedentes en el documento anexo denominado “Sensibilidad Centrales y Parámetros Técnicos” en el Informe Técnico Final.
4	3.2.1.6	Dado que el Ministerio de Bienes Nacionales (MBN) adjudicó terrenos para la construcción de un nuevo parque eólico en las cercanías del Parque Eólico Taltal, y considerando que este nuevo parque contaría con una capacidad instalada cercana a 600 MW, se recomienda que la construcción de la Nueva S/E Seccionadora Parinas no se encuentre condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, Energizada en 220 kV”, pues la construcción de esta subestación representara un punto de evacuación para el importante potencial eólico en la zona de Taltal, lo que permitiría fomentar la inversión en la zona y concretar la materialización	Se propone que la adjudicación de la obra “Nueva S/E Seccionadora Parinas” no quede condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva Línea 2x500 kV Parinas – Likanantai energizada en 220 kV”.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Nueva S/E Seccionadora Parinas" del Sistema Nacional, indicada en el numeral 3.2.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con el Coordinador, en términos de que la adjudicación de la obra “Nueva S/E Seccionadora Parinas” no quede condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva Línea 2x500 kV Parinas – Likanantai energizada en 220 kV”, considerando los beneficios que trae por sí sola dicha obra. Conforme lo anterior, esta Comisión eliminará el punto 3.2.1.6 de la obra, que hace referencia al condicionamiento observado, en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		del proyecto eólico con los terrenos adjudicados por parte del MBN, entre otros posibles proyectos que se puedan instalar en la zona.		
5	3.2.7	Respecto del "Proyecto Línea HVDC Huelquén – Kimal", se indica que el punto óptimo de conexión en la zona centro de la línea HVDC, es en una nueva subestación al sur de Santiago, que considera el seccionamiento de 4 circuitos de 500 kV de las líneas Ancoa-Alto Jahuel. Se indica que la solución de conexión más eficiente en la zona centro considera esta subestación por sobre S/E Polpaico y S/E Lo Aguirre.	De acuerdo a los estudios disponibles a la fecha, se propone que el punto terminal en la Región Metropolitana de Santiago de la línea HVDC desde la S/E Kimal sea la S/E Lo Aguirre. Sin perjuicio de lo anterior, se propone que la Comisión explicite el porqué de la conveniencia económica que surge en el informe de la conexión en dicha subestación respecto a otras alternativas como la indicada por el Coordinador, y reevaluar esta subestación con respecto a la nueva subestación Huelquén con un mayor nivel de detalle, presentando las congestiones asociadas a uno y otro punto, y costos de inversión adicionales en que se incurre entre uno y otro proyecto. Lo anterior, considerando que el proyecto anteriormente mencionado implica seccionar 4 circuitos de 500 kV, que las líneas en comento se encuentran separadas a 7,5 km entre sí (aprox.), y que se requiere una desviación mayor del sistema HVDC alrededor de la zona de Santiago, lo que se podría traducir en mayores costos de inversión, a diferencia de una conexión en S/E Lo Aguirre en la cual sería factible hacer una extensión de conexiones hacia un patio para convertoras HVDC a través de 2 paños disponibles en dicha subestación, y adicionalmente habría menores dificultades para el paso de la línea hacia este punto, con respecto a la propuesta de la nueva S/E Huelquén. Para efectos de la comparación entre las alternativas evaluadas, eventualmente pudieran requerirse ampliaciones en algunos tramos de 500 kV del sistema Polpaico-Lo Aguirre-Alto Jahuel (dependiendo del punto de conexión), las que debieran tenerse a la vista al momento de definir el punto de conexión.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la propuesta de un nuevo punto terminal en la Región Metropolitana de Santiago para la obra de línea HVDC, esta Comisión ha realizado nuevos análisis técnicos y económicos para el proyecto de nueva línea HVDC, incluyendo un proyecto que considera una línea HVDC entre la S/E Kimal hasta la S/E Lo Aguirre, más un refuerzo de la línea 2x500 kV entre las S/E Lo Aguirre y S/E Alto Jahuel y un aumento de capacidad del equipamiento de transformación en la S/E Lo Aguirre, con todas las ampliaciones, seccionamientos y equipamientos necesarios para la conexión de los proyectos. En base a los resultados obtenidos, el proyecto propuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional genera mayores beneficios que la propuesta original de la CNE, por lo que esta Comisión ha determinado proponer la obra antes descrita en el presente Plan de Expansión. Los análisis técnicos y económicos son presentados en el capítulo 7 del Informe Técnico Final. Conforme a lo anterior, esta Comisión incluirá la nueva obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017. Además, se incorporarán al informe todos los análisis y resultados obtenidos de acuerdo a lo indicado anteriormente.
6	3.2.7	Modelación línea HVDC. Se observa que la línea en DC presenta una reactancia equivalente muy pequeña entre sus extremos (virtualmente cero), por lo que su uso sería distinto al uso eficiente en las simulaciones de la operación económica en el horizonte de planificación, ya que el sistema paralelo AC ve restringida su operación debido a la malla que se forma con el sistema DC, haciendo virtualmente coincidir los ángulos de las SS/EE Kimal y Huelquén. Lo anterior afecta el despacho económico y por ende tiene efecto en las	Se propone modificar la modelación realizada por la Comisión para la línea HVDC, de tal forma de al menos reflejar un uso equilibrado entre los sistemas paralelos AC y DC, mediante por ejemplo una reactancia del orden de 37 ohm para una línea equivalente en 500 kV.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la modificación de los parámetros de la línea HVDC utilizados en los modelos de simulación, esta Comisión considera pertinente el ajuste de los parámetros de la línea propuesta. Conforme lo anterior, se modificarán los parámetros y con ello se mostrarán los nuevos resultados obtenidos, de acuerdo a un análisis de sensibilidad que se adjunta como anexo en el documento denominado "Sensibilidad Centrales y Parámetros Técnicos". Sin perjuicio de ello, la utilización del tramo HVDC obedecerá al flujo óptimo que se determine, no estando gobernado por el equilibrio con otros corredores necesariamente, ni siendo impuesto como

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		evaluaciones económicas para las definiciones del plan de expansión.		restricción exógena al problema de optimización, determinación de flujos o transferencias equitativas entre corredores.
7	3.2.7	Respecto del "Proyecto Línea HVDC Huelquén – Kimal", se indica que la línea HVDC debe poseer una capacidad de transmisión total de al menos 3000 MW. Se entendería que dicha capacidad sería nominal, esto es 1500 MW cada polo.	Se propone indicar de manera explícita en la descripción del proyecto, si dicha capacidad es nominal o considerando criterio de seguridad N-1 independiente para el sistema HVDC con respecto al resto del sistema AC. Adicionalmente, explicitar otros requisitos a nivel de seguridad que serían necesarios indicar en esta etapa, y que podrían afectar considerablemente los costos de inversión de este proyecto, tales como para el control de tensión entre otros.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, esta Comisión indica que la descripción de la obra considera un sistema HVDC de capacidad de 3000 MW por polo con estaciones convertoras de capacidad 1500 MW. Sin perjuicio de lo anterior se han realizado diversos análisis eléctricos de condiciones operativas restrictivas con operación N-1 o en condiciones de operación mayores a ese nivel de seguridad, los cuáles se incluyen en el Anexo 3 del Informe Técnico Final.
8	3.2.7	Respecto del "Proyecto Línea HVDC Huelquén – Kimal", en el plano de la página 127, se indica 355 kV en DC en la leyenda de la línea negra. No obstante, se asume que es 360 kV en AC a la salida de los transformadores, antes de las convertoras, y +/- 600 kV DC a la salida de las convertoras, si se considera convertoras con tecnología VSC.	Se solicita corregir plano de la página 127 de acuerdo a lo señalado e indicar en el título de la figura el proyecto específico al que se hace alusión y citarlo dentro del documento	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la figura contenida en el numeral 7.1.2, pág. 127 del Informe Preliminar, esta Comisión concuerda con lo planteado. Conforme lo anterior, se corrige la figura referida y se cita en el documento según corresponda.
9	3.2.7	Respecto del "Proyecto Línea HVDC Huelquén – Kimal", se indica como punto adicional de conexión del sistema HVDC una subestación intermedia futura en S/E Parinas. En este sentido, el Coordinador considera que la definición del punto intermedio debería ser definido a partir de estudios de planificación que permitan contar con un dimensionamiento básico de ese tercer terminal, de modo que los otros dos terminales del sistema HVDC cuenten con los sistemas de control preparados para integrar ese terminal en el futuro. Además, la definición de la conveniencia técnico-económica de contar con un tercer terminal HVDC debe ser evaluada contra la alternativa de contar con sistemas HVAC que conecten los futuros puntos de inyección de generación con el terminal norte, en vez de incorporar un nuevo terminal convertor.	En base a lo anterior, se propone que la previsión de un futuro punto de conexión al sistema HVDC no sea un requisito del proyecto incluido en el decreto de expansión. Además, se propone que los estudios de planificación indicados sean realizados por parte del Coordinador en el intertanto se realiza el estudio de franja de la nueva línea HVDC que se construiría desde el norte al centro del país.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al requisito del proyecto de expansión de la línea HVDC propuesto en el presente proceso, esta Comisión rechaza la observación, toda vez que en base a los proyectos futuros, se debe contemplar y dejar establecido desde el principio que se podrá determinar un tercer terminal y su ubicación en el futuro. Tampoco se concuerda con el Coordinador en cuanto a determinar este eventual nuevo punto en un proceso que no corresponda al proceso de expansión de la transmisión, dado que se trata de infraestructura sujeta a dicha regulación.  Conforme lo anterior, no se harán modificaciones en la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
10	3.2.7	Respecto del "Proyecto Línea HVDC Huelquén – Kimal", en los estudios eléctricos de los anexos elaborados por Manitoba Hydro se realizaron análisis operando el sistema HVDC con criterio de seguridad N-1, y considerando un enlace de 3000 MW nominal, operando a 1500 MW el bipolo, y 750 MW cada polo. En dicho contexto dentro de los análisis se revisó la contingencia sobre un polo,	Se propone incorporar en el informe simulaciones en las cuales se pudiese operar el mismo sistema a un nivel de transferencia superior al N-1 independiente del sistema DC, esto es 2500 MW o 3000 MW que es la capacidad nominal del enlace, para ver el efecto que tendría sobre la estabilidad del sistema el traspaso de potencia del sistema DC sobre el sistema AC post-contingencia de un polo del sistema DC, con el fin de estudiar y mostrar los beneficios	Se acoge la observación.  Se incorpora un análisis en el cual se pudo observar que el sistema podría operar con transferencias entre 2000 y 2300 MW por el enlace HVDC, presentando un comportamiento estable ante diferentes contingencias. De ello es posible observar que gracias a la acción de control que poseen las convertoras, es posible aumentar post contingencia la carga del polo restante, requiriéndose menores transferencias hacia el sistema HVAC ante esos casos.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>pudiéndose traspasar la totalidad de la potencia del polo fallado al otro polo cerrándose por el retorno metálico, sin observarse grandes perturbaciones sobre el sistema de transmisión. No obstante, también podría operarse dicho sistema considerando un criterio de seguridad N-1 compartido con el sistema AC, utilizando la capacidad nominal de la línea o algún nivel intermedio.</p>	<p>adicionales que entregaría un sistema DC sobre la operación del sistema, considerando su rápido control de la electrónica de potencia.</p>	<p>En base a lo anterior, se evidencia que el enlace HVDC posee mayores cualidades y puede reforzar el sistema, otorgando holgura al sistema.</p>
11	3.2.7	<p>Respecto del "Proyecto Línea HVDC Huelquén – Kimal", en la sección 8 se incorporan las valorizaciones de los distintos proyectos, entre ellos, el costo de la nueva línea HVDC en evaluación Kimal – Huelquén. Sin embargo, no se especifica el detalle del proyecto tipo que está evaluando, considerando que aún no se estaría definiendo tecnología, nivel de tensión, ni la potencia nominal del enlace, y sólo se conocerían los requerimientos mínimos. Por lo demás, no se especifica qué proyecto tipo fue el considerado al momento de calcular los costos de inversión, se entiende que podría ser la línea de +/- 600 kV, 3000 MW nominal del bipolo con tecnología VSC en las convertoras, pero se debe explicitar lo anterior, y desglosar sus costos en términos de equipos.</p>	<p>Se solicita explicitar el tipo de proyecto que se consideró para el presupuesto presentado en la sección 8 para el enlace HVDC, y para las evaluaciones económicas de dicho enlace HVDC. Adicionalmente, se solicita desglosar dicho costo de inversión, separando el costo de inversión en línea de transmisión, del costo de inversión de las convertoras AC/DC.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la Obra "Línea HVDC Huelquén - Kimal", numeral 3.2.7 del sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión especificará el tipo de proyecto considerado para el presupuesto estimado de acuerdo a lo presentado en el documento denominado "Tablas Valorizaciones Informe Final" y entregará el desglose del valor de inversión referencial mostrando, el costo de la línea de transmisión por tramo y el costo de las subestaciones Lo Aguirre nº2 y Kimal nº2, donde se encuentran ubicadas las estaciones convertoras AC/DC. Conforme lo anterior, esta Comisión hará las modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
12	3.2.7	<p>Respecto del "Proyecto Línea HVDC Huelquén – Kimal", de acuerdo a los montos de inversión considerados para este proyecto se entiende que el proyecto tal como es propuesto por la Comisión considera los montos de inversión de la línea más las convertoras AC/DC, todo como un solo proyecto, donde en las bases de licitación se deberían especificar los requerimientos mínimos para este proyecto. No obstante, al separar este proyecto en un proyecto asociado a línea de transmisión, y otro proyecto asociado a convertoras AC/DC, se observa que cada uno posee distintos tipos de especialización constructiva, distintos plazos constructivos (7 años línea de transmisión, 3 años convertoras), altos montos de inversión de manera separada y poco acoplamiento en términos técnicos (control u otros), lo que fácilmente podría permitir separar este proyecto en dos proyectos independientes</p>	<p>En base a lo anterior, se propone separar el proyecto de enlace HVDC Huelquén – Kimal en dos proyectos, uno que contemple la construcción de la línea HVDC y otro que contemple las convertoras AC/DC, con distintos plazos constructivos, y distintas fechas de licitación, con el fin de optimizar los costos de inversión del proyecto, tomar las mejores decisiones desde el punto de vista técnico-económico y así promover condiciones de competencia asociadas a los proveedores de tecnología HVDC (para estaciones convertoras) y a los constructores de líneas de transmisión.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Línea HVDC Huelquén – Kimal", numeral 3.2.7 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión no concuerda con el Coordinador, respecto a separar el proyecto en dos obras independientes; una asociada a la línea HVDC y otra a las estaciones convertoras AC/DC, en atención a que la licitación de este proyecto se efectuará posteriormente a un eventual procedimiento de estudio de franja, por lo que se dispondrá del tiempo suficiente para determinar y adquirir los eventuales beneficios futuros del desarrollo tecnológico referidos en la observación. Adicionalmente, se debe dar claridad a todos los actores, incluidos los clientes libres y los clientes sujetos a regulación de precios, respecto de los costos totales de los proyectos, por lo cual es preferible determinar el proyecto desde un principio en su conjunto. Por su parte, la compatibilidad entre la línea y la subestación convertora, debe ser un elemento a analizar desde la concepción del mismo proyecto para que sea optimizado por el adjudicatario de la obra nueva. Por su parte, también pueden existir riesgos de desfase entre el ingreso en operación de la línea y las subestaciones convertoras, elemento que hace incompatible su separación.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>con distintas fechas de licitación. Lo anterior, traería consigo una ventaja técnica y económica a la materialización de este proyecto, ya que habría competencia más específica para ambos proyectos, además se podría retrasar en términos de inversión el proyecto de convertoras AC/DC en al menos 3 años, disminuyendo intereses intercalarios, y adicionalmente dando mayor tiempo a la maduración de tecnologías y disminución de costos de convertoras de tecnología VSC por ejemplo. Lo anterior permitiría dar tiempo para una mejora tecnológica de la tecnología VSC, entre ellos, aumento del nivel del corriente máxima para alcanzar mayores niveles de potencia, avances en los desarrollos de interruptores en DC para el desarrollo de multiterminales y no con conexiones estilo tap-off, y con eventuales disminuciones en los costos de inversión, lo que significaría que dar un tiempo adicional a la definición de las convertoras, permitiría tomar una mejor decisión técnica de la elección de las convertoras, considerando que dado el alto plazo constructivo de la línea de 1500 km, sería factible separar el proyecto en línea y convertoras, y postergar la licitación de las convertoras.</p>		<p>Conforme lo anterior, esta Comisión no acoge la observación por lo que no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
13	3.2.8	<p>Respecto del proyecto "Nueva línea 2x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a seccionamiento del segmento de la línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro", indicamos que el proyecto debiera considerar cuatro circuitos en 220 kV, necesarios para el seccionamiento completo de la línea 2x220 kV Piuquenes – Tap Mauro en S/E Nueva Los Pelambres.</p>	<p>Se propone modificar el alcance del proyecto considerando que se deben construir cuatro circuitos en 220 kV, necesarios para seccionar la línea Los Piuquenes – Tap Mauro 2x220 kV en S/E Nueva Los Pelambres.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Nueva línea 2x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a seccionamiento del segmento de la línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro", numeral 3.2.8 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con lo observado en términos que el proyecto debe considerar cuatro circuitos en 220 kV. Conforme lo anterior, esta Comisión modificará la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
14	3.2.9	<p>Considerando las distintas prestaciones que puede realizar un sistema de almacenamiento, y a efectos de utilizar eficientemente los recursos, se deben clarificar las especificaciones del sistema en cuanto a su capacidad de ser utilizado eventualmente en distintos modos de operación, permitiendo realizar otros servicios en el mercado. Además, un sistema de almacenamiento participa en el mercado spot comprando energía (para almacenar) y vendiendo energía (cuando genera), produciéndose un ingreso (o costo) para el</p>	<p>Se solicita incluir las especificaciones que el sistema de almacenamiento debe poseer y su capacidad para ser utilizado en distintos modos de operación para realizar otros servicios en el mercado eléctrico.</p> <p>Al respecto, se propone explicitar la forma en que se deberán considerar los ingresos y costos operacionales provenientes de la operación del sistema de almacenamiento en el mercado de generación de corto plazo, y de su eventual participación en otros servicios, si es que éstos son autorizados. Lo anterior resulta clave para</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>propietario producto de dicha operación en el mercado. Esto difiere de la forma en que los participantes en licitaciones de transmisión presentan normalmente sus ofertas de AVI+COMA por equipos e instalaciones de transmisión, que son elementos pasivos que no participan en el mercado de generación.</p>	<p>administrar un proceso de licitación y adjudicación de un equipamiento de estas características.</p>	<p>instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
15	4.1.1 (Sistema B)	<p>Respecto del proyecto “Doble Vinculación Transformador N° 1 220/110 kV en S/E Cardones”, se observa que en relación a la utilización de equipamiento híbrido tanto en 220 kV como en 110 kV, se debe indicar que el equipamiento híbrido debe considerar desconexión visible, con la finalidad de evitar riesgos para las personas a la hora de llevar a cabo el mantenimiento del interruptor de poder; asimismo, para dar cumplimiento con el artículo 3-24 literal II de la NTSyCS. Cabe destacar que, se debe aclarar a que se refiere cuando se dice “el proyecto considera utilizar equipamiento GIS compacto en el patio 220 kV”.</p>	<p>Se propone explicitar en el alcance del proyecto, que en el caso de utilizar equipamiento híbrido se debe cumplir las exigencias normativas, con la instalación de equipos de corte visible o en su defecto indicar que la tecnología híbrida seleccionada debe permitir el mantenimiento a la cámara del interruptor sin necesidad de desconexiones físicas del cableado de potencia.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra “Doble Vinculación Transformador N° 1 220/110 kV en S/E Cardones”, numeral 4.1.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no concuerda con el Coordinador en términos que la descripción del proyecto debe indicar el elemento de corte visible para el mantenimiento del equipo híbrido, dado que dicha exigencia normativa puede ser incorporada en las bases de licitación, tal como se realizó en las bases de licitación aprobadas por la Resolución N° 518 de 2017, de las obras nuevas contempladas en el Decreto Exento N° 422 DE 2017. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones a la descripción del proyecto asociado.</p>
16	4.1.3 (Sistema B)	<p>Respecto del proyecto “Ampliación en S/E Cerrillos” Los comentarios se encuentran en Proyecto 4.2.2 Nueva línea 1x110 kV Cerrillos – Atacama Kozán</p>		<p>Ver Respuesta n° 53 a la observación del Coordinador Eléctrico Nacional</p>
17	4.1.4 (Sistema B)	<p>Respecto del proyecto “Ampliación en S/E Atacama Kozán” Los comentarios se encuentran en Proyecto 4.2.2 nueva línea 1x110 kV Cerrillos – Atacama Kozán</p>		<p>Ver Respuesta n° 53 a la observación del Coordinador Eléctrico Nacional</p>
18	4.1.1 (Sistema C)	<p>Respecto del Proyecto “Nueva S/E móvil Región de Valparaíso”:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>De acuerdo a los datos de indisponibilidades de las instalaciones de la Quinta Región en el periodo 2012-2017</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se propone desarrollar el criterio de potencia firme para las SS/EE zonales (lograr un estándar para estas instalaciones), con el objeto de otorgar mayor flexibilidad al sistema y disminuir la ENS asociada a falla de unidades transformadoras.</li> </ul>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a desarrollar un criterio de potencia firme para las SS/EE zonales, esta Comisión indica que los criterios utilizados para la evaluaciones de dichas propuestas se encuentran conforme lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 711 y lo descrito en el numeral 6 del presente Informe. En este sentido, cabe señalar que la materia observada forma parte</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>(calidad de producto y suministro), se observa que las indisponibilidades asociadas a mantenimiento superan varias veces a las indisponibilidades forzadas. De esta forma, el beneficio de la S/E móvil tendría mayor impacto en el mantenimiento de los transformadores de poder, lo cual corresponde a una responsabilidad de la empresa propietaria de las instalaciones y es reconocido en la tarifa.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>De la evaluación disponible para este proyecto no es suficientemente clara la proyección de energía no suministrada (ENS) que se realiza para cada subestación en el periodo 2017-2036. Se solicita explicar la aleatoriedad de ese valor de un año respecto a otro y explicar la forma de proceder en el caso de ausencia de datos que pueden existir por no registrarse fallas en transformadores de ciertas SS/EE.</li> <li>Para la evaluación del proyecto en la hoja "T Movil Quinta" se muestra 0 MW de respaldo entre transformadores aledaños de distintas SS/EE. Esta consideración parece excesiva debido a la topología que presentan los alimentadores de la Quinta Región.</li> <li>De la evaluación adjunta se considera el transformador "San Rafael 044-&gt;San Rafael 012", el cual no se encuentra operativo en el sistema de Chilquinta.</li> <li>Se observa que los siguientes transformadores ven superada su capacidad máxima, presentados en la hoja TrafosxBarraBT: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ "Rungue 044-&gt;Rungue 023"</li> <li>➤ "Juncal 044-&gt;Juncal 012"</li> <li>➤ "Rio Blanco 044-&gt;Rio Blanco 012"</li> <li>➤ "Tunel Melón 044-&gt;Tunel Melón 012"</li> <li>➤ "Playa Ancha 110-&gt;Playa Ancha 13.8"</li> </ul> </li> <li>Se observa que la S/E Móvil de la Quinta Región tiene un valor de inversión que es un 50% superior respecto de las otras SS/EE móviles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se solicita explicitar la metodología de cálculo probabilístico empleado para determinar las componentes de indisponibilidad de los equipos y su relación probabilística que el resto de los transformadores y equipos del sistema.</li> <li>Se solicita sensibilizar resultados, debido a la existencia de respaldo a través de redes de distribución.</li> <li>Se solicita aclarar la diferencia de costo entre distintas SS/EE móviles.</li> <li>Se solicita incluir las consideraciones de factibilidad de acceso a las SS/EE existentes en los análisis.</li> </ul>	<p>de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la ya referida Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución que contiene la metodología, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>En cuanto a la metodología del cálculo probabilístico utilizado para determinar la indisponibilidad de las instalaciones de transmisión, se indica que estos se determinaron según se indica en la misma resolución exenta N° 711.</p> <p>Respecto de los respaldos de los sistemas de distribución, se indica que se han incorporado porcentajes de respaldo entre subestaciones, en cuanto éstos existan y sean informados por las respectivas empresas. Adicionalmente, se hace presente que el plan de expansión tiene como objetivo la expansión de instalaciones de transmisión y no la operación de las redes de distribución, pudiendo el propio Coordinador coordinar la operación de estas demandas en atención a que, conforme el artículo 72-2 de la LGSE, las empresas de distribución son sujetos de coordinación.</p> <p>Respecto a lo observado en cuanto la diferencia de costos de las subestaciones móviles propuestas, se indica que estas se deben a que cada proyecto tiene diferentes características técnicas.</p> <p>Por último, en cuanto a la inclusión de las consideraciones de factibilidad para el acceso a las subestaciones existentes, se indica que las factibilidades de acceso deben ser estudiadas con la programación y antelación respectiva por los propietarios de cada instalación, en atención a que son ellos los responsables de la operación, mantenimiento y administración de los activos.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<ul style="list-style-type: none"> <li>No queda clara las condiciones de factibilidad de acceso al 100 % de las instalaciones que se ve beneficiada por la S/E Móvil, por ejemplo, en S/E Valparaíso-S/E Quintero- S/E Panquehue, etc.</li> </ul>		
19	4.1.3 (Sistema C)	Respecto del proyecto “Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Panquehue”, la solución propuesta soluciona los problemas de suficiencia que se identifican en la zona, no obstante, no le otorga seguridad de servicio a la zona ante diversas contingencias en la línea 2x110 kV Esperanza – Aconcagua, tal como la salida del circuito Nueva San Rafael – Los Maquis.	Se propone complementar este proyecto repotenciando los tramos de línea 1x110 kV San Rafael – Los Maquis, 1x110 kV San Rafael – Totoralillo y el tramo 2x110 kV Panquehue – San Felipe con la finalidad de otorgar seguridad de servicio a la zona, para cumplir con el propósito de la construcción del by-pass.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Panquehue, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal C del plan de expansión, toda vez que el análisis de seguridad por CFCO mostró que no se obtienen beneficios económicos que justifiquen la incorporación de la obra. Conforme a lo anterior, no se modificará la obra Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Panquehue en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
20	4.1.4 (Sistema C)	Respecto del proyecto “Ampliación en Tap Algarrobo”, el comentario se encuentra en Proyecto Nueva Subestación “El Olivar”		Ver Respuesta n° 56 a la observación del Coordinador Eléctrico Nacional.
21	4.1.4 (Sistema C)	En relación al proyecto “Ampliación Tap Algarrobo”, Según el alcance del decreto exento 418, se tendrá la plataforma y la barra listas para el desarrollo de este proyecto, lo que no queda claro es el suministro de los equipos de poder para esta ampliación. Adicionalmente, este proyecto está sujeto a la adjudicación del proyecto “Doble Barra Tap Algarrobo”, definido en el decreto exento 418 del 2017.	Se propone indicar que el equipamiento de poder es parte del alcance del proyecto.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra “Ampliación Tap Algarrobo”, numeral 4.1.4 del sistema C del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión concuerda con el Coordinador, en términos que esta obra puede omitirse en este plan, considerando los espacios disponibles con barra y plataforma descritos en la obra "Doble barra Tap Algarrobo", fijada en el decreto N °418. Respecto al equipamiento de poder, dichos paños están considerados en la obra de línea que se considera para la presente propuesta.  Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará del informe la Obra "Ampliación Tap Algarrobo", y se incorporará en la obra que la licitación de ésta quedará condicionada a la adjudicación del proyecto "Doble Barra Tap Algarrobo" fijado en el decreto exento N° 418 del 2017.
22	4.1.5 (Sistema C)	Respecto del proyecto “Ampliación en S/E Catemu”, el comentario se encuentra en proyecto 4.2.3 Nueva S/E seccionadora Chagres		Ver Respuesta n° 57 a la observación del Coordinador Eléctrico Nacional.
23	4.1.5 (Sistema C)	Respecto del proyecto “Ampliación en S/E Catemu”, se aprecia espacio limitado según la información analizada en el portal del Coordinador y en las bases de licitación del decreto exento 418,	Se propone utilizar equipamiento compacto, como por ejemplo la tecnología GIS.	Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra “Ampliación en S/E Catemu”, numeral 4.1.5 del sistema C del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión concuerda con el

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>sin embargo, debido a no contar con las herramientas adecuadas no se pudo llevar a cabo una proyección final de planta con la disposición de equipos. Asimismo, en el decreto exento 418 se plantea la normalización en el lado de alta tensión de los transformadores de poder y en la resolución 770 se solicita normalizar las barras en barra principal más barra de transferencia, afectando lo ejecutado en el alcance previo descrito en el decreto 418.</p>		<p>Coordinador respecto a mantener la configuración de barra simple establecida en la obra "Ampliación en S/E Catemu" fijada en el Decreto N° 418. Respecto al espacio de la subestación, considerando los antecedentes entregados por el Coordinador y la empresa Chilquinta S.A., se considerará en la descripción y valorización la compra de terreno. Conforme lo anterior, esta Comisión, modificará la descripción y valorización de la obra.</p>
24	4.1.6 (Sistema C)	<p>Respecto del proyecto "Nuevo transformador en S/E La Calera", en la base datos Digsilent disponible en sitio web de la Comisión, no se aprecian los traspasos de carga de la S/E Calera hacia el proyecto decretado en Resolución Exenta N°418 "Nueva S/E Mayaca", así como tampoco se aprecia la cargabilidad que debe tener esta S/E, de acuerdo a la información proporcionada por Chilquinta Energía en el contexto del proceso establecido en el artículo 13° Transitorio de la Ley 20.936.</p> <p><b>[Figura 1 – Coordinador Eléctrico Nacional]</b></p> <p>Se solicita ratificar los traspasos de carga desde S/E Calera hacia Nueva S/E Mayaca en el horizonte de tiempo, lo cual permitirá sensibilizar la necesidad de este proyecto.</p> <p>Según se consigna en los registros de índices de desempeño de calidad de suministro del Coordinador, los transformadores 110/12 kV de S/E Calera presentan una tasa de falla promedio de 0,2 eventos al año con una indisponibilidad promedio de 1,3 horas al año por eventos de origen forzado versus las 3,5 horas promedio al año por eventos programados (Historial 2012 – 2017).</p>	<p>Se propone la incorporación de una nueva unidad de transformación en S/E Mayaca para otorgar criterio N-1 en transformación a esta S/E y solicitar a Chilquinta Energía la presentación de un plan para adecuar sus redes de distribución de manera de equilibrar las cargas entre S/E Calera y Nueva S/E Mayaca, dado que nuevos consumos de la zona de Calera están cerca de nueva S/E Mayaca.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al proyecto "Nuevo transformador en S/E La Calera", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo del análisis. Al respecto, esta Comisión aclara que se consideró el traspaso de carga entre S/E La Calera y S/E Mayaca, según los antecedentes que dispone esta Comisión. Adicionalmente, se considera que el refuerzo de la S/E Mayaca corresponde a un proyecto no solicitado en las instancias formales del presente proceso ni tampoco por parte del Coordinador Eléctrico Nacional.</p>
25	4.1.6 (Sistema C)	<p>Respecto del proyecto "Nuevo Transformador en S/E La Calera", se observa que en la descripción general plasmada en el informe se indica que la relación de transformación del nuevo transformador de poder debe ser 110/12 kV, y en los planos evaluados se indica que los transformadores existentes tienen una relación 110/13.5 kV. Si los transformadores de poder van</p>	<p>Se propone corregir el informe e indicar que se deben evaluar la operación adecuada de los transformadores existentes.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Nuevo transformador en S/E La Calera", numeral 4.1.6 del sistema C del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión ha considerado los antecedentes entregados por la empresa y el Coordinador y se acoge observación asociada a modificar la relación del nuevo transformador de S/E La Calera en la descripción del proyecto. Conforme lo anterior, esta Comisión,</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		a trabajar en paralelo, es recomendable claramente que las características eléctricas, tales como la impedancia y relación de transformación, sean iguales con la finalidad de evitar corrientes circulantes y distribución de carga diferentes.		realizará modificación a la descripción del proyecto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
26	4.1.7 (Sistema C)	<p>Respecto del proyecto “Nuevo transformador en S/E San Pedro”, en la base datos Digsilent disponible en sitio web de la Comisión, no se aprecian los traspasos de carga desde S/E San Pedro hacia el proyecto decretado en Resolución Exenta N°418 “Nueva S/E Mayaca”, así como tampoco se aprecia la cargabilidad que debe tener esta S/E, de acuerdo a la información proporcionada por Chilquinta Energía en el contexto del proceso establecido en el artículo 13° Transitorio de la Ley 20.936.</p> <p><b>[Figura 2 – Coordinador Eléctrico Nacional]</b> <b>[Ver Figura 1 – Coordinador Eléctrico Nacional]</b></p> <p>Se solicita ratificar los traspasos de carga desde S/E San Pedro hacia Nueva S/E Mayaca en el horizonte de tiempo, lo cual permitirá sensibilizar la necesidad de este proyecto.</p> <p>Según se consigna en los registros de índices de desempeño de calidad de suministro del Coordinador, los transformadores 110/12 kV de S/E San Pedro presentan una tasa de falla promedio de 0,4 y 0,2 eventos al año con una indisponibilidad promedio de 0,8 horas al año por eventos de origen forzado versus las 44 horas promedio al año por eventos programados (Historial 2012 – 2017).</p>	<p>Se propone la incorporación de una nueva unidad de transformación en S/E Mayaca para dar criterio N-1 en transformación a esta S/E y solicitar a Chilquinta Energía la presentación de un plan para adecuar sus redes de distribución de manera de equilibrar las cargas entre S/E San Pedro y Nueva S/E Mayaca, dado que nuevos consumos de la zona de Calera están cerca de nueva S/E Mayaca. .</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al proyecto “Nuevo transformador en S/E San Pedro”, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo del análisis. Al respecto, esta Comisión aclara que se consideró el traspaso de carga entre S/E La Calera y S/E Mayaca, según los antecedentes que dispone esta Comisión. Adicionalmente, se considera que el refuerzo de la S/E Mayaca corresponde a un proyecto no solicitado en las instancias formales del presente proceso ni tampoco por parte del Coordinador Eléctrico Nacional.</p>
27	4.1.1 (Sistema D)	<p>En relación al proyecto “Nuevo Transformador en S/E Mariscal”, en el alcance del informe se indica que deben dejarse disponible a lo menos siete (07) alimentadores, pero en el diagrama unilineal propuesto se dejan solo seis (06) y se ocupa uno para un banco de condensadores.</p>	<p>Se propone validar alcance del proyecto con el propietario.</p>	<p>Ver Respuesta n° 60 a la observación del Coordinador Eléctrico Nacional.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
28	4.1.2 (Sistema D)	En relación al proyecto "Adecuaciones en S/E El Salto", se observa que en la descripción general del proyecto se repiten palabras (un equipo). Adicionalmente, en el informe se plantea instalar un equipo híbrido para seccionar la barra de 220 kV, por lo tanto, al instalar este tipo de equipos se debe cumplir con el artículo 3-24 literal II de la NTSyCS, el cual plantea que a la hora de realizar mantenimientos en los interruptores de poder las barras no deben quedar indisponibles.	Indicar que se debe permitir hacerle mantenimiento al interruptor de poder del equipo híbrido sin indisponer las barras de 220 kV.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Adecuaciones en S/E El Salto", numeral 4.1.2 del sistema D del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no concuerda con el Coordinador en términos que la descripción del proyecto debe indicar que se debe permitir hacer mantenimiento al interruptor de poder del equipo híbrido, sin indisponer las barras de 220 kV, dado que dicha exigencia normativa debe ser incorporada en las bases de licitación que llevará a cabo el propio Coordinador Eléctrico Nacional, tal como se realizó en las bases de licitación aprobadas por la Resolución N° 518 de 2017 de las obras nuevas contempladas en el Decreto Exento N° 422 de 2017, indicando el elemento de corte visible para el mantenimiento del equipo híbrido. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones a la descripción del proyecto asociado.
29	4.1.1 (Sistema E)	Respecto del proyecto "S/E Colchagua", dado que esta obra se analizó por suficiencia, no se indica si es posible aprovechar eficiencias en distribución, tal como hacer traspasos de carga para así equilibrarla entre ambos transformadores o si es posible tomar carga desde la subestación San Fernando.	Se propone evaluar la posibilidad de realizar un traspaso de carga entre los transformadores entre las SS/EE Colchagua y San Fernando.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la inclusión en el Plan de Expansión de la obra "Reemplazo de Transformador en S/E Colchagua", esta Comisión aclara que la propuesta de la obra ha sido realizada en consistencia al diagnóstico de la zona, en cuanto a los crecimientos de demanda en el horizonte de análisis y a la información disponible al momento de inicio del proceso, más los antecedentes proporcionados por la empresa propietaria de las instalaciones que se modifican. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017. Adicionalmente, cabe hacer presente que el plan de expansión tiene como objetivo la expansión de las instalaciones de transmisión y no la operación de las redes de distribución, pudiendo el propio Coordinador coordinar la operación de estas demandas, en atención a que, conforme el artículo 72-2 de la LGSE, las empresas de distribución son sujetos de coordinación.
30	4.1.1 (Sistema E)	En relación al proyecto "Reemplazo de Transformador en S/E Colchagua", en el alcance el proyecto contempla un reemplazo de transformador, por lo tanto, se puede inferir que bastaría con la modificación de la fundación, no debería haber problemas de espacio físico para instalar el nuevo equipo.	Se propone validar alcance del proyecto con el propietario.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Reemplazo Transformador en S/E Colchagua", numeral 4.1.1 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no concuerda con el Coordinador en términos de que la descripción y valorización posea un error asociado al alcance del proyecto definido en el informe, considerando que, de acuerdo a los antecedentes entregados por el propietario de la subestación y los análisis de factibilidad realizados por esta Comisión, no existen problemas de espacio físico para instalar un nuevo equipo. Adicionalmente, cabe destacar que el propietario de las instalaciones que se modifican no ha presentado observaciones a lo propuesto. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones a la descripción del proyecto asociado.
31	4.1.2 (Sistema E)	Respecto del proyecto "Reemplazo de Transformador en S/E Piduco", el transformador	Se propone evaluar la posibilidad de realizar un traspaso de carga entre los transformadores de la S/E Piduco.	Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Reemplazo de

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Nº1 es de 18,7 MVA y no de 6,25 MVA como se señala en el informe (revisar propuesta de CGE). Adicionalmente, no se indica si es posible hacer eficiencia en distribución, tal como hacer traspasos de carga para así equilibrarla entre ambos transformadores o si es posible tomar carga desde la subestación aledañas a la zona en caso de contingencias.</p>		<p>Transformador en S/E Piduco”, numeral 4.1.2 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con lo observado en términos de que el Transformador N° 1 es de 18,7 MVA y no de 6,25 MVA. Respecto de la observación de los traspasos de carga a nivel de distribución para equilibrar las cargas entre ambos transformadores, esta Comisión indica que la propuesta de la obra ha sido efectuada en consistencia al diagnóstico de la zona, en cuanto a los crecimientos de demanda en el horizonte de análisis y a la información disponible al momento de inicio del proceso, más los antecedentes proporcionados por la empresa propietaria de las instalaciones que se modifican. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017. Adicionalmente, cabe señalar que el plan de expansión tiene como objetivo la planificación de instalaciones de transmisión y no la operación de las redes de distribución, pudiendo el propio Coordinador, coordinar la operación de estas demandas en atención a que, conforme el artículo 72-2 de la LGSE, las empresas de distribución son sujetos de coordinación.</p>
32	4.1.2 (Sistema E)	<p>Respecto del proyecto “Reemplazo de Transformador en S/E Piduco”, el alcance contempla un reemplazo de transformador, por lo tanto, se puede inferir que bastaría con la modificación de la fundación, no debería haber problemas de espacio físico. Adicionalmente la descripción del proyecto contempla siete (07) nuevas posiciones en la barra de 15 kV, y en el diagrama unilineal enviado por el propietario solo se muestran seis (06).</p>	<p>Se propone validar alcance del proyecto con el propietario.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador, asociada a la obra “Reemplazo de Transformador en S/E Piduco”, numeral 4.1.2 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no considera necesario validar la información del alcance del proyecto con el propietario de la subestación, toda vez que la descripción del proyecto cuenta con los antecedentes que ha entregado la propia empresa promotora en las instancias formales, los cuales el Coordinador también tuvo a la vista. Adicionalmente, cabe destacar que el propietario de las instalaciones que se modifican no ha presentado observaciones a lo propuesto. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones al proyecto asociado.</p>
33	4.1.3 (Sistema E)	<p>Respecto del proyecto “Reemplazo de Transformador en S/E El Monte”, se estima que el transformador de 15 MVA se cargaría en un 73% el año 2027, teniendo un margen de 4 MVA para crecimientos inesperados.</p>	<p>Se propone incorporar un nuevo transformador de 30 MVA con sus respectivos paños. Mantener el transformador existente como respaldo ante contingencias y normalizar los paños de éste. Además, se propone construir un patio de 66 kV y 13,8 kV en configuración barra principal seccionada más transferencia y considerar al menos 2 posiciones disponibles para futuras conexiones en el patio de 66 kV y 4 posiciones disponibles para futuros alimentadores en el patio de 13,8 kV, considerando eventuales compras de terreno de ser necesario.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al proyecto “Reemplazo de Transformador en S/E El Monte”, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo del análisis. Al respecto, esta Comisión aclara que, de acuerdo a los plazos constructivos considerados para la presente obra y, considerando los criterios de holgura establecidos en la Resolución Exenta nº 711 de 2017, la obra debe ser propuesta en el presente plan de expansión, de acuerdo a las características indicadas en el Informe. Conforme lo anterior, se incorporará la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
34	4.1.4 (Sistema E)	<p>Respecto del proyecto “Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche: Incorporación de paños de línea”, se solicita justificar la necesidad, eficiencia y objetivo de realizar la nueva S/E Tuniche.</p>	<p>Se propone realizar una línea 2x220 kV Candelaria – Punta de Cortés y utilizar la línea 2x220 kV (energizada en 154 kV) Tuniche – Punta de Cortés nueva conectándola a la línea 2x154 kV Alto Jahuel – Tap Tuniche, y así alimentar Rancagua de forma radial desde Punta de Cortés a través de la línea 2x154 kV Tuniche – Punta de Cortés antigua. Con lo</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al proyecto de expansión “Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche: Incorporación de paños de línea”, esta Comisión indica que ha propuesto un proyecto de expansión zonal en apoyo al sistema de 154 kV entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue, otorgando mayor seguridad en el abastecimiento de la demanda a la zona,</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>anterior, no sería necesario incluir en el plan la subestación Tuniche ni utilizar la línea Tuniche – Punta de Cortés 220 kV nueva para este proyecto.</p> <p><b>[Figura 3 – Coordinador Eléctrico Nacional]</b></p>	<p>considerando además el uso eficiente del territorio nacional mediante instalaciones de transmisión existentes y en etapa de construcción. Adicionalmente, no se ve la necesidad de recomendar en este plan de expansión lo solicitado en la observación, toda vez que en el sistema de 154 kV ya se encuentran obras en construcción para mejorar la seguridad y confiabilidad del sistema de la zona. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017. Adicionalmente, en caso de ser necesario alimentar de forma radial la S/E Rancagua en el futuro, sólo bastaría la construcción de una subestación seccionadora, por lo que no se requerirían nuevas líneas.</p> <p>Conforme lo anterior, se rechaza la observación por lo que no se realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
35	4.1.6 (Sistema E)	<p>Respecto del proyecto “Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche” La última frase del primer párrafo dice lo siguiente: <i>“Finalmente, el proyecto considera la extensión de las barras, plataforma e instalaciones comunes en una diagonal del patio de 220 kV energizado en 154 kV actualmente en construcción, expansión, necesaria para la conexión de la obra “Ampliación línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche: Incorporación de paños de línea”</i>”</p>	<p>Como complemento del proyecto anterior, se propone modificar el texto a: “Finalmente, el proyecto considera la extensión de las barras, plataforma e instalaciones comunes en una diagonal del patio de 220 kV energizado en 154 kV actualmente en construcción, expansión, necesaria para la conexión de la obra “Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés””</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al proyecto de expansión “Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche”, esta Comisión indica que en consistencia a la respuesta a la observación anterior, no se acoge lo solicitado.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
36	4.1.7 (Sistema E)	<p>Respecto del proyecto “Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, Segmento Tap Rengo – Pelequén”, se recomienda aumentar la capacidad de transmisión del tramo a mayores niveles que los señalados, dado que el conductor propuesto se cargaría en un 68% el año 2027 y 91% el año 2037 si la demanda creciera en un 3% anual. Además, con el conductor propuesto no se podría abastecer la S/E Chumaquito desde Malloa si es que en el futuro se repotenciara el tramo 1x66 kV Rengo – Rosario.</p>	<p>Se propone desarrollar proyecto coherente con los niveles de carga indicados, con una capacidad de transporte del orden de 90 MVA a 25°C, no obstante, proponemos que el Coordinador lo revise en su propuesta 2018 del Plan de Expansión.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, Segmento Tap Rengo – Pelequén, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del plan de expansión, toda vez que el tramo en cuestión abastecería a las subestaciones Pelequén, Rengo, Rosario y Chumaquito con una demanda máxima coincidente al año 2037 de 90,6 MW, mientras que el tramo Rancagua - Tap Maestranza - Tap Los Lirios abastecería sólo 3,6 MW en el horizonte de análisis, siendo que su capacidad es de 52 MVA. Además, el conductor propuesto satisface la suficiencia de las subestaciones Pelequén, Rengo y Rosario en los 20 años de análisis, al igual que el tramo Rancagua - Chumaquito. Finalmente, los análisis no se pueden rehacer durante el siguiente plan de expansión ya que, manteniendo una holgura de 90%, la obra debe ser propuesta en este plan de expansión. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones al proyecto asociado.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
37	4.1.8 (Sistema E)	<p>Respecto del proyecto “Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Pelequén – Malloa”, se recomienda aumentar la capacidad de transmisión del tramo a mayores niveles que los señalados, dado que el conductor propuesto se cargaría en un 63% el año 2027 y 84% el año 2037 si la demanda creciera en un 3% anual. Además, con el conductor propuesto no se podría abastecer la S/E Chumaquito desde Malloa si es que en el futuro se repotenciara el tramo 1x66 kV Rengo – Rosario.</p>	<p>Se propone desarrollar proyecto coherente con los niveles de carga indicados, con una capacidad de transporte del orden de 90 MVA a 25°C, no obstante, proponemos que el Coordinador lo revise en su propuesta 2018 del Plan de Expansión.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, Segmento Tap Rengo – Pelequén, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del plan de expansión, toda vez que el tramo en cuestión abastecería a las subestaciones Pelequén, Rengo, Rosario y Chumaquito con una demanda máxima coincidente al año 2037 de 90,6 MW mientras que el tramo Rancagua - Tap Maestranza - Tap Los Lirios abastecería solo 3,6 MW en el horizonte de análisis, siendo que su capacidad es de 52 MVA. Además, el conductor propuesto satisface la suficiencia de las subestaciones Pelequén, Rengo y Rosario en los 20 años de análisis, al igual que el tramo Rancagua - Chumaquito. Finalmente, los análisis no se pueden rehacer durante el siguiente plan de expansión ya que, manteniendo una holgura de 90%, la obra debe ser propuesta en este plan de expansión. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones al proyecto asociado.</p>
38	4.1.9 (Sistema E)	<p>Respecto del proyecto “Nueva S/E móvil Región del Maule”:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A modo de referencia, de acuerdo a los datos de indisponibilidades de las instalaciones de la Quinta Región en el periodo 2012-2017 (calidad de producto y suministro), se obtiene que las indisponibilidades asociadas a mantenimiento superan varias veces a las indisponibilidades forzadas. A la luz del dato mencionado, el beneficio de la S/E móvil tendría su mayor impacto en el mantenimiento de los transformadores de poder, lo cual corresponde a una responsabilidad de la empresa dueña de las instalaciones y reconocido en la tarifa.</li> <li>• De la evaluación disponible para este proyecto no queda clara la proyección de ENS que se realiza para cada subestación en el periodo 2017-2036, se solicita aclarar debido a la aleatoriedad de este valor respecto de un año a otro y debido también a la ausencia de datos que pueden existir por no registrarse fallas en transformadores de ciertas SS/EE.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se propone desarrollar el criterio de potencia firme para las SS/EE zonales (lograr un estándar para estas instalaciones), con el objeto de otorgar mayor flexibilidad al sistema y disminuir la ENS asociada a falla de unidades transformadoras.</li> <li>• Se solicita explicitar la metodología de cálculo probabilístico empleado para determinar las componentes de indisponibilidad de los equipos y su relación probabilística que el resto de los transformadores y equipos del sistema.</li> <li>• Se solicita sensibilizar resultados, debido a la existencia de respaldo a través de redes de distribución.</li> <li>• Se solicita aclarar la diferencia de costo entre distintas SS/EE móviles.</li> <li>• Se solicita incluir las consideraciones de factibilidad de acceso a las SS/EE existentes en los análisis.</li> </ul>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a desarrollar un criterio de potencia firme para las SS/EE zonales, esta Comisión indica que los criterios utilizados para la evaluaciones de dichas propuestas se encuentran conforme lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 711 y lo descrito en el numeral 6 del presente Informe. En este sentido, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la ya referida Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución que contiene la metodología, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>En cuanto a la metodología del cálculo probabilístico utilizado para determinar la indisponibilidad de las instalaciones de transmisión, se indica que estos se determinaron según se indica en la misma resolución exenta N° 711.</p> <p>Respecto de los respaldos de los sistemas de distribución, se indica que se han incorporado porcentajes de respaldo entre subestaciones, en cuanto éstos existan y sean informados por las respectivas empresas. Adicionalmente, se hace presente que el plan de expansión tiene como objetivo la expansión de instalaciones de transmisión y no la operación de las redes de distribución, pudiendo el propio Coordinador coordinar la operación de estas demandas en atención a que, conforme el artículo 72-2 de la LGSE, las empresas de distribución son sujetos de coordinación.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para la evaluación del proyecto en la hoja “T Movil Maule” se muestra 0 MW de respaldo entre transformadores aledaños de distintas SS/EE. Esta consideración es extrema debido a la topología que presentan los alimentadores de la región.</li> <li>• No quedan claras las condiciones de factibilidad de acceso al 100 % de las instalaciones que se ve beneficiada por la S/E Móvil</li> </ul>		<p>Respecto a lo observado en cuanto la diferencia de costos de las subestaciones móviles propuestas, se indica que estas se deben a que cada proyecto tiene diferentes características técnicas.</p> <p>Por último, en cuanto a la inclusión de las consideraciones de factibilidad para el acceso a las subestaciones existentes, se indica que las factibilidades de acceso deben ser estudiadas con la programación y antelación respectiva por los propietarios de cada instalación, en atención a que son ellos los responsables de la operación, mantenimiento y administración de los activos.</p>
39	4.1.10 (Sistema E)	<p>Respecto del proyecto “Nueva S/E móvil Región del Biobío y Región de la Araucanía”:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A modo de referencia, de acuerdo a los datos de indisponibilidades de las instalaciones de la quinta región en el periodo 2012-2017 (calidad de producto y suministro), se obtiene que las indisponibilidades asociadas a mantenimiento superan varias veces a las indisponibilidades forzadas. A la luz del dato mencionado, el beneficio de la S/E móvil tendría su mayor impacto en el mantenimiento de los transformadores de poder, lo cual corresponde a una responsabilidad de la empresa dueña de las instalaciones y reconocido en la tarifa.</li> <li>• De la evaluación disponible para este proyecto no queda clara la proyección de ENS que se realiza para cada subestación en el periodo 2017-2036, se solicita aclarar debido a la aleatoriedad de este valor respecto de un año a otro y debido también a la ausencia de datos que pueden existir por no registrarse fallas en transformadores de ciertas SS/EE.</li> <li>• Para la evaluación del proyecto en la hoja “T Movil Biobio y Araucania” se muestra 0 MW de respaldo entre transformadores aledaños de distintas SS/EE. Esta consideración es extrema debido a la topología que presentan los alimentadores de la región.</li> <li>• No quedan claras las condiciones de factibilidad de acceso al 100 % de las</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se propone desarrollar el criterio de potencia firme para las SS/EE zonales (lograr un estándar para estas instalaciones), con el objeto de otorgar mayor flexibilidad al sistema y disminuir la ENS asociada a falla de unidades transformadoras.</li> <li>• Se solicita explicitar la metodología de cálculo probabilístico empleado para determinar las componentes de indisponibilidad de los equipos y su relación probabilística que el resto de los transformadores y equipos del sistema.</li> <li>• Se solicita sensibilizar resultados, debido a la existencia de respaldo a través de redes de distribución.</li> <li>• Se solicita aclarar la diferencia de costo entre distintas SS/EE móviles.</li> <li>• Incluir las consideraciones de factibilidad de acceso a las SS/EE existentes en los análisis.</li> </ul>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a desarrollar un criterio de potencia firme para las SS/EE zonales, esta Comisión indica que los criterios utilizados para la evaluaciones de dichas propuestas se encuentran conforme lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 711 y lo descrito en el numeral 6 del presente Informe. En este sentido, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la ya referida Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución que contiene la metodología, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>En cuanto a la metodología del cálculo probabilístico utilizado para determinar la indisponibilidad de las instalaciones de transmisión, se indica que estos se determinaron según se indica en la misma resolución exenta N° 711.</p> <p>Respecto de los respaldos de los sistemas de distribución, se indica que se han incorporado porcentajes de respaldo entre subestaciones, en cuanto éstos existan y sean informados por las respectivas empresas. Adicionalmente, se hace presente que el plan de expansión tiene como objetivo la expansión de instalaciones de transmisión y no la operación de las redes de distribución, pudiendo el propio Coordinador coordinar la operación de estas demandas en atención a que, conforme el artículo 72-2 de la LGSE, las empresas de distribución son sujetos de coordinación.</p> <p>Respecto a lo observado en cuanto la diferencia de costos de las subestaciones móviles propuestas, se indica que estas se deben a que cada proyecto tiene diferentes características técnicas.</p> <p>Por último, en cuanto a la inclusión de las consideraciones de factibilidad para el acceso a las subestaciones existentes, se indica que las factibilidades de acceso deben ser estudiadas con la programación y antelación respectiva por los propietarios de cada instalación, en atención a que son ellos los responsables de la operación, mantenimiento y administración de los activos.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		instalaciones que se ve beneficiada por la S/E Móvil		
40	4.1.12 (Sistema E)	Respecto del proyecto "Ampliación en S/E La Esperanza" No se dejan espacios disponibles en la subestación para futuras conexiones.	Se propone construir un patio de 66 kV en configuración barra principal seccionada más transferencia y dejar al menos 2 posiciones disponibles para futuras conexiones.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador, asociada a la obra "Ampliación en S/E La Esperanza", numeral 4.1.12 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no concuerda con el Coordinador, dado que con esta obra de ampliación se dejará disponible el paño del transformador N°1, equipo que se traslada a una nueva posición, de acuerdo a lo fijado en el Decreto N° 418, de 2017, por lo que deja espacio para una futura conexión. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones al proyecto asociado.
41	4.1.12 (Sistema E)	"Ampliación en S/E La Esperanza". Considerar que si se construye primero la obra descrita en Decreto 418 de fecha 19-08-2017, apartado 2.5.2), debiese quedar una posición de Línea 66 kV disponible en estructura tipo catre perteneciente a TR. N°1, por lo cual no sería necesario la ampliación de barras 66 kV mencionada en Res. Ex 770.	Se propone revisar coherencia con Decreto 418 antes de recomendar la ampliación de barras de 66 kV. Adicionalmente, se propone que la S/E La Esperanza quede con espacios disponibles para futuras conexiones.	Ver Respuesta N°40 a la observación del Coordinador Eléctrico Nacional
42	4.1.13 (Sistema E)	Proyecto "Ampliación en S/E Negrete"	Se solicita indicar la información de proyectos de desarrolladores de la zona.	Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Ampliación en S/E Negrete", esta Comisión indica que los proyectos de generación considerados en la zona podrá encontrarlos en la resolución exenta de proyectos declarados en construcción utilizados en el presente proceso, en la información de los proyectos de generación que se encuentran comprometidos y/o en las bases de dato que se han adjuntado al Informe Técnico Preliminar.
43	4.1.15 (Sistema E)	Respecto del proyecto "Ampliación en S/E Laja", los comentarios se encuentran en Proyecto Nueva S/E La Señoraza		Ver Respuesta n° 59 a la observación del Coordinador Eléctrico Nacional
44	4.1.15 (Sistema E)	"Ampliación en S/E Laja". Los equipos híbridos compactos proyectados, deben considerar desconexión visible, con la finalidad de evitar riesgos para las personas a la hora de llevar a cabo el mantenimiento del interruptor de poder; asimismo, para dar cumplimiento con el artículo 3-24 literal II de la NTSyCS.	Se propone incluir en la descripción el uso de equipos híbridos compactos con desconexión bien visible.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Ampliación en S/E Laja", numeral 4.1.15 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no concuerda con el Coordinador en términos que la descripción del proyecto debe indicar elementos de corte visible para el mantenimiento del equipo híbrido, dado que dicha exigencia normativa puede ser incorporada en las bases de licitación que realiza el propio Coordinador, tal como se realizó en las bases de licitación aprobadas por la Resolución N° 518, de 2017 de las obras nuevas contempladas en el Decreto Exento N° 422, de 2017.  Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones a la descripción del proyecto asociado.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
45	4.1.16 (Sistema E)	Respecto del proyecto "Ampliación en S/E Celulosa Laja" Comentarios en Proyecto Nueva S/E La Señoraza		Ver Respuesta n° 59 a la observación del Coordinador Eléctrico Nacional
46	4.1.16 (Sistema E)	<p>"Ampliación en S/E Celulosa Laja".</p> <p>El equipo híbrido compacto proyectado, debe considerar desconexión visible, con la finalidad de evitar riesgos para las personas a la hora de llevar a cabo el mantenimiento del interruptor de poder; asimismo, para dar cumplimiento con el artículo 3-24 literal II de la NTSyCS.</p> <p>Es factible ampliación, pero se debe tener en consideración en los costos que la ampliación en dirección Oriente implica gran movimiento de tierra.</p>	Se propone incluir en la descripción el uso de equipos híbridos compactos con desconexión bien visible.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Ampliación en S/E Celulosa Laja", numeral 4.1.16 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no concuerda con el Coordinador en términos que la descripción del proyecto debe indicar elementos de corte visible para el mantenimiento del equipo híbrido, dado que dicha exigencia normativa puede ser incorporada en las bases de licitación que realiza el propio Coordinador, tal como se realizó en las bases de licitación aprobadas por la Resolución N° 518, de 2017 de las obras nuevas contempladas en el Decreto Exento N° 422, de 2017.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones a la descripción del proyecto asociado.</p>
47	4.1.18 (Sistema E)	<p>"Ampliación en S/E Lautaro".</p> <p>Revisar relación de transformación del nuevo transformador de poder se indica: 66/23/15/13,2 kV de 30 MVA. Para los niveles de tensión y potencia indicados, CGE utiliza transformadores con un solo enrollado secundario, reconectable en MT para operar según el nivel de voltaje de la zona en donde se instale el transformador, ejemplo: 69/25-15,3kV; 18-24-30MVA.</p> <p>Por otra parte, se solicita que desde el nuevo transformador de poder se respalden tres barras que se encuentran a distintos niveles de tensión 23, 15 y 13,2kV, se debe analizar la confiabilidad, desde el punto de vista operacional, del parrón MT que permita operar los desconectores para los distintos niveles de tensión en el secundario del transformador. En este sentido, la solución planteada en el informe no es convencional.</p>	Se propone revisar la relación de transformación del transformador de poder.	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Ampliación en S/E Lautaro", numeral 4.1.18 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con el Coordinador, en términos de modificar la relación de transformación del transformador, de forma tal que considere todos los niveles de media tensión a los cuales se podría conectar.</p> <p>Respecto a la observación asociada a la conexión del secundario del transformador a las distintas barras, dicho detalle no es parte de la descripción de la obra y puede ser incorporado en las bases de licitación correspondiente.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión se acoge a la observación presentada y modificará el texto de la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
48	4.1.19 (Sistema E)	En la propuesta del proyecto "Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca – San Fernando" por parte de Transelec se indica que la capacidad real del tramo Tinguiririca – E4 es de 177,8 MVA a 30°C y no 101,8 MVA a 30°C como está informado en la plataforma de Infotecnica del Coordinador.	El proyecto no se requeriría por suficiencia, por lo que se propone analizar el proyecto por razones de seguridad de servicio.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca – San Fernando, esta Comisión no concuerda con el Coordinador en términos de que la obra no se requiere por suficiencia, dado que la fuente de información oficial es la Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional y según ella, la capacidad a 30° C con sol del tramo en cuestión es de 116,3 MVA. Además, en la observación presentada no se encuentra respaldada por las memorias de cálculo respectivas la supuesta

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				mayor capacidad que presentaría el tramo, motivos por los cuales esta Comisión no podrá efectuar modificaciones al proyecto asociado.
49	4.1.19 (Sistema E)	Tendido Segundo Circuito Línea 2x154kV Tinguiririca – San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca. Se debe considerar que el segundo circuito debe cumplir con distancia al suelo de zona urbana en el tramo que pasa sobre Homecenter construido posterior a la línea y se debe regularizar circuito 1.	Se propone incluir en el alcance la revisión y normalización de las distancias mínimas al suelo de los circuitos.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico nacional, asociada a la obra "Tendido Segundo Circuito Línea 2x154kV Tinguiririca – San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca", numeral 4.1.19 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, no es posible acoger lo solicitado, considerando que aquello corresponde a una exigencia normativa mínima que deben cumplir las instalaciones y el proyecto, por lo cual no corresponde incluir dicha mención en la descripción de la obra. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones a la descripción del proyecto asociado.  Adicionalmente, se hace presente que, conforme lo establecido en el Artículo 72-6 de la LGSE, el Coordinador debe exigir a los coordinados el cumplimiento de la normativa técnica, en particular, de los estándares contenidos en ella y los requerimientos técnicos que el mismo Coordinador instruya.
50	4.1.20 (Sistema E)	"Ampliación en S/E San Vicente de Tagua-Tagua" En cuanto al párrafo que indica: "la incorporación de los paños de dichas líneas en el extremo de la subestación", no se entiende si se trata de la normalización de ambos paños de línea en la S/E Tagua-Tagua, los cuales hoy en día no poseen todos sus equipos de maniobra (Interruptor, TTPP, etc). Al parecer se conectan a barra 66 kV sólo a través de un desconectador.	Se propone revisar el alcance de la obra.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Ampliación en S/E San Vicente de Tagua-Tagua", numeral 4.1.20 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión indica que, además del cambio de conexión de las líneas mencionadas, el proyecto considera la incorporación de los paños para ambas líneas en el extremo de la subestación San Vicente de Tagua Tagua". Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones a la descripción del proyecto asociado.
51	4.1.21 (Sistema E)	Respecto del proyecto "Nuevo transformador en S/E Los Ángeles", se solicita información referente al porcentaje de carga que toma el proyecto decretado en Resolución Exenta N°418 "Nueva S/E Los Varones" desde S/E Los Ángeles y su efecto sobre los transformadores de esta S/E. Esto debido a que Base de datos Digsilent Power Factory no considera un escenario de simulación para esta obra.	Se propone una nueva unidad de transformación en S/E Los Varones para dar criterio N-1 en transformación a esta S/E y solicitar a CGED la presentación de un plan para adecuar sus redes de distribución de manera de equilibrar las cargas entre S/E Los Ángeles y Nueva S/E Los Varones	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la incorporación de una nueva unidad de transformación, esta Comisión indica que el proyecto de Subestación Los Varones no contempla instalaciones o conexiones en media tensión para distribución, si no para otorgar apoyo a la red de 66 kV. Adicionalmente, la incorporación de este proyecto otorga mayor respaldo y seguridad al sistema de transmisión.  Adicionalmente, se hace presente la planificación de la transmisión tiene como objetivo la expansión de las instalaciones de transmisión, y no la operación de las redes de distribución, pudiendo el propio Coordinador coordinar la operación de estas demandas, en atención a que, conforme el artículo 72-2 de la LGSE, las empresas de distribución son sujetos de coordinación.  Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
52	4.1.22 (Sistema E)	Respecto del proyecto “Nuevo Transformador en S/E Chivilcán”, en la información técnica del Coordinador se indica que existe un transformador 66/15 kV de 22,5 MVA en reserva.	Se propone utilizar el transformador en reserva en caso de ser factible, estudiando la posibilidad de aumentar la confiabilidad del patio de 66 kV.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra “Nuevo Transformador en S/E Chivilcán”, esta Comisión ha revisado la información indicada y ha solicitado los antecedentes a la empresa propietaria de dicha subestación, corroborando la existencia de un transformador 66/15 kV de 22,5 MVA en reserva. Por tal motivo, se modificará la obra propuesta en el Informe Técnico Preliminar de manera que la obra sólo contenga la habilitación del transformador existente. Conforme lo anterior, esta Comisión modificará la descripción y valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017.
53	4.2.2 (Sistema B)	Respecto del proyecto “Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos – Atacama Kozán”, de acuerdo a los registros de fallas indicados en el informe existe un solo evento (registro) que escapa de los valores promedios, motivo por el cual surge la pregunta ¿Un mantenimiento focalizado a ese tipo de falla, más una adecuada operatividad de las protecciones disminuye la ENS de la instalación afectada?	Se propone realizar los análisis considerando mejoras en el mantenimiento de las instalaciones, que podrían disminuir los eventos de falla que como el registrado sin necesidad de obra de expansión	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra “Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos – Atacama Kozán”, esta Comisión indica que los análisis que justifican la ejecución del presente proyecto fueron realizados mediante la evaluación de costos de operación y falla del sistema durante el horizonte de largo plazo, y no de acuerdo al registro de fallas, según lo indica el observante. Por lo tanto, no se requiere efectuar el análisis propuesto.
54	4.2.3 (Sistema B)	Proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 kV”	Se solicita indicar la información de proyectos de desarrolladores de la zona.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra “Ampliación en S/E Negrete”, esta Comisión indica que se cuenta con el proyecto de generación “Doña Antonia”, que mantiene un contrato para el suministro con un cliente libre, por lo cual fue considerado en los análisis, conforme a lo establecido en el numeral 4 del artículo 11 de la resolución exenta N° 711. Adicionalmente, esta Comisión tuvo a la vista proyectos informados por los propios promotores de proyectos de generación en la zona.
55	4.2.1 (Sistema C)	Respecto del proyecto “Nueva Línea 2x66 kV tap Algarrobo – El Olivar”, los comentarios se encuentran en proyecto Nueva S/E EL Olivar		Ver Respuesta n° 56 a la observación del Coordinador Eléctrico Nacional
56	4.2.2 (Sistema C)	Respecto del proyecto “Nueva S/E El Olivar”, de acuerdo a estudio desarrollado por el Coordinador referente al desarrollo “Inmobiliario, Comercial e industrial de distintas ciudades de Chile”, se ha observado que el crecimiento de la zona del Litoral Central es al sur de S/E San Jerónimo, por ende, nueva S/E El Olivar no apunta a los futuros centros de carga de la zona. Se solicita considerar esta información para los análisis.	Se propone el refuerzo del tramo de línea entre S/E Tap Algarrobo y S/E San Jerónimo (0,01km) para dar suficiencia y holgura al litoral central, considerando la reducida extensión de este; indicando el porcentaje de disminución de pérdida técnica que aporta la nueva S/E El Olivar.	Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la inclusión de la obra "Nueva S/E El Olivar", esta Comisión ha revisado los antecedentes aportados por el Coordinador. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal C del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, toda vez que el crecimiento urbanístico de la zona no se encontraría en el punto donde se ubicaría la S/E El Olivar. Conforme a lo anterior, se incorporará la obra "Extensión de línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo" al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017 y se retiran las obras “Nueva Línea 2x66 kV tap Algarrobo – El Olivar” y “Nueva S/E El Olivar”.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
57	4.2.3 (Sistema C)	<p>Respecto del proyecto “Nueva S/E Seccionadora Chagres”, no queda claro si esta obra se justifica sólo por la necesidad de un tercero que solicita el retiro de una subestación desde su propiedad (Fundición Chagres solicita a Chilquinta retiro de S/E). Lo anterior debido a que sólo la instalación de interruptores en la actual S/E Chagres (Normalización) y la construcción del segundo circuito 44 kV Chagres – Catemu, permite flexibilizar el sistema e independizar la alimentación de S/E Catemu y S/E Los Ángeles.</p> <p>Debido a la naturaleza de las fallas en el sistema 44 kV Chagres – Los Ángeles, cabe la duda si sólo un plan de mantenimiento Ad Hoc que apunte a las fallas más comunes a la zona permite una disminución de la ENS del sector.</p>	<p>Se propone normalizar la existente S/E Chagres (construcción segunda posición) y hacer el segundo circuito Chagres-Catemu (incluyendo Ampliación S/E Catemu) o de lo contrario tomar directamente S/E Catemu desde S/E Las Vegas mediante un by pass en las cercanías de Chagres, realizando las evaluaciones técnico-económicas que justifiquen la mejor solución.</p> <p><b>[Figura 4 – Coordinador Eléctrico Nacional]</b></p> <p>Lo anterior sin perjuicio de la revisión y evaluación en su mérito de un plan de mantenimiento adecuado que pudiera permitir reducir de forma significativa las fallas en la zona, e incluso hacer postergable las obras de expansión.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la inclusión de una obra alternativa a la propuesta en el Informe Técnico Preliminar para la zona de Catemu, esta Comisión indica que la obra propuesta en el Plan de Expansión, viene a resolver problemas de confiabilidad y seguridad de la zona. Al seccionar en Catemu, se evita que las fallas de la línea hacia la Minera Cerro Negro incidan en el consumo de Catemu y del resto del sistema, lo cual es la principal causa del problema de seguridad. Adicionalmente, se conectará la línea que va hacia Catemu mediante un seccionamiento en la línea de 44 kV, lo cual otorga mayor seguridad al suministro eléctrico. Lo anterior evita intervenir en menor medida el territorio en la zona. Cabe destacar que lo solicitado por el Coordinador no es posible, toda vez que el Tap Chagres se encuentra al interior de la Fundición Chagres y no es posible ampliar con las características que se solicita, es decir, normalizar la línea existente e incluir un nuevo circuito.</p> <p>Adicionalmente, conforme lo establecido en el Artículo 72-6 de la LGSE, el Coordinador debe exigir a los coordinados el cumplimiento de la normativa técnica, en particular de los estándares contenidos en ella y los requerimientos técnicos que éste instruya.</p>
58	4.2.1 (Sistema E)	<p>Respecto del proyecto “Nueva Línea 2x220 kV Candelaria – Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV”, se solicita justificar la necesidad, eficiencia y objetivo de realizar la nueva S/E Tuniche.</p>	<p>La propuesta corresponde a la indicada en la observación al punto 4.1.4 (Sistema E)</p>	<p>Ver Respuesta n° 34 a la observación del Coordinador Eléctrico Nacional.</p>
59	4.2.3 (Sistema E)	<p>Respecto del proyecto “Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV”, debido a la naturaleza de las fallas en la línea 66 kV Charrúa - Laja, cabe la duda si un plan de mantenimiento Ad Hoc que apunte a las fallas más comunes a la zona (robo de conductor y caída de árboles que es lo que más arrojan los registros) produce la misma disminución de ENS.</p>	<p>Se propone considerar como alternativa a la nueva S/E, un nuevo circuito 66 kV Charrúa – Laja en conductor de aluminio. Lo anterior es sin perjuicio de las consideraciones que se propone tener respecto del adecuado plan de mantenimiento que debiera realizarse en las instalaciones y la inclusión de mejoras de estos en las evaluaciones, para lo cual se propone levantar registro efectivo de mantenimientos de instalaciones por parte de propietarios.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al proyecto de expansión “Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV” y la incorporación de una nueva línea 1x66 kV entre Charrúa - Laja, esta Comisión indica que el proyecto propuesto en el Informe Técnico Preliminar considera el uso eficiente del territorio nacional mediante instalaciones de transmisión existentes, todo en consistencia con los nuevos criterios y objetivos de la Ley.</p> <p>Adicionalmente, conforme lo establecido en el Artículo 72-6 de la LGSE, el Coordinador debe exigir a los coordinados el cumplimiento de la normativa técnica, en particular de los estándares contenidos en ella y los requerimientos técnicos que éste instruya.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
60	4.1.1 (Sistema D)	<p>Respecto del proyecto “Nuevo Transformador en S/E Mariscal”, no se explica el estado de la zona Mariscal – La Pintana – San Bernardo, con obras decretadas en Resolución Exenta N°418 “Nuevo Transformador en S/E Mariscal 110/ 23 kV -30 MVA” y “Nuevo Transformador en S/E San Bernardo 110/ 12 kV -50 MVA”. Según la información proporcionada por CGE, el actual Transformador 110/12 kV de S/E Mariscal es de 50 MVA y no de 30 MVA de acuerdo al gráfico mostrado en el informe respecto a esta instalación.</p> <p>De la información proporcionada por CGE se desprende que para el año 2017 Los actuales transformadores de S/E Mariscal marcan 50% y 56 % respectivamente, no siendo necesario este proyecto por suficiencia.</p> <p>Adicionalmente no se informan eficiencias posibles en las redes de Distribución de la zona, como para establecer un criterio por seguridad.</p>	Se propone posponer esta obra para el siguiente proceso de Planificación de la Transmisión.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra “Nuevo Transformador en S/E Mariscal”, esta Comisión ha considerado los antecedentes proporcionados por la empresa y el Coordinador, por lo que se acoge observación en términos de que actualmente la subestación cuenta con un equipo de transformación 110/12 kV de 50 MVA, por lo que queda cubierta la necesidad de suficiencia hasta al menos el año 2032. Conforme lo anterior, esta Comisión eliminará la obra en S/E Mariscal en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
61	6.3.6.2	Respecto del título “Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción”, actualizar fechas de puesta en servicio de proyectos de acuerdo a la resolución de instalaciones de generación y transmisión en construcción vigente (diciembre o enero). En particular, interesa actualizar la fecha de puesta en servicio de la central San Pedro, debido a su importancia relativa en la zona en donde se conecta y la influencia en la evaluación de los proyectos de dicha zona.	Se propone actualizar las instalaciones de generación y transmisión en construcción de acuerdo a la última resolución respectiva que se encuentre disponible.	Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la actualización de las instalaciones de generación y transmisión en construcción de acuerdo a la última resolución que se encuentre disponible, esta Comisión ha analizado las principales actualizaciones de proyectos de generación y transmisión que podrían eventualmente afectar a los análisis técnicos y económicos propuestos, modificando fechas de puesta en servicio y puntos de conexión conforme a la Resolución Exenta N° 740 de diciembre de 2017. De acuerdo a lo anterior, los resultados obtenidos de las evaluaciones técnicas y económicas no han modificado las decisiones de expansión propuestas en el presente Informe, conforme al documento anexo “Sensibilidad Centrales y Parámetros Técnicos”. Por su parte, conforme se establece en la resolución exenta N° 711, corresponde que sean utilizados los antecedentes disponibles al inicio del proceso. Conforme a lo anterior, los resultados serán incorporados como un nuevo anexo en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
62	6.3.7	Respecto del título “Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión”, se observa que los escenarios considerados toman como base los desarrollos en la PELP del Ministerio de Energía,	Se propone lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Explicitar la metodología utilizada para el ajuste de dicho plan, e indicar explícitamente cómo se realizó la</li> </ul>	Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a los ajustes de los escenarios de generación utilizados en el presente plan de expansión, esta Comisión concuerda con lo observado respecto de explicitar con mayor detalle la

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>esto es, los escenarios A, B y E, pero con adaptaciones propias realizadas. En este contexto se indica que para la elaboración de los planes de obras definitivos <i>“se determinó la capacidad de expansión de generación por cada escenario y en todo el horizonte de análisis, ajustándose proporcionalmente a la diferencia en la proyección de demanda de energía eléctrica que se ha establecido en el proceso de licitación de suministro eléctrico respecto la PELP”</i>, con lo que se entiende que se adaptó el plan de obras de la PELP para suministrar los crecimientos de demanda adicional por sobre la demanda actual, y para suministrar futuros bloques de energía que vean caducados sus contratos de suministro. En términos generales, dicho plan estaría basado en la proyección de futuras licitaciones de suministro, y el plan de obras como las alternativas eficientes de adjudicación de dichas licitaciones. No obstante, faltaría considerar la adaptación natural del mercado basado en teoría marginalista, en la cual, desarrolladores de proyectos podrían materializar sus desarrollos en base a señales de precio que permitiesen dar viabilidad económica a sus proyectos, esto es, proyectos que se materialicen sin contrato de suministro. O, que se materialicen otros proyectos basados en minimizar los costos operacionales para cumplir sus contratos de suministro a menor costo y aumentar su rentabilidad.</p> <p>Adicionalmente, parece extraño que el escenario 1 presente un plan de obras de generación sustancialmente inferior a los planes de los otros 2 escenarios cabiendo la duda de la consistencia metodológica del desarrollo de dicho plan o de los otros dos.</p>	<p>elección de una tecnología respecto a otra al momento de disminuir su inserción para dichos escenarios de expansión respecto a los escenarios PELP. Adicionalmente, confirmar que el plan de obras de generación del escenario 1 es consistente metodológicamente con los otros dos.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Si no se va a considerar una optimización del plan de expansión, ya sea basada en el ajuste de costo marginal a costos de desarrollo eficiente, o basada en una minimización de costos de operación e inversión, se mantengan los escenarios realizados por el Ministerio de Energía tal como fueron considerados en el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, para que no haya inconsistencias metodológicas al momento de proyectar el desarrollo eficiente del parque generador.</li> <li>• Se solicita incorporar en el informe los costos marginales de largo plazo del sistema para los distintos escenarios de expansión.</li> </ul>	<p>metodología de ajuste de los escenarios de generación utilizados en el presente proceso. Conforme lo anterior, se modificará el numeral 6.3.7 en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p> <p>Respecto de mantener los escenarios de generación proporcionados por la Planificación Energética de Largo Plazo, en el propio numeral 6.3.7 del Informe Técnico Preliminar de la CNE se indica el motivo por el cual se han realizado los ajustes, así como también se ha indicado en el numeral 5, artículo 11°, Capítulo 4 de la resolución exenta n° 711, que establece metodología aplicable al primer proceso de Planificación Anual de Transmisión. Lo anterior se explica con mayor detalle en la respuesta dada a la pregunta 64 del Coordinador.</p> <p>Por último, de la solicitud de incorporación de los costos marginales del sistema, se indica que estos se encuentran en la carpeta “Base Datos Ose (salidas)”.</p>
63	6.3.7	<p>Respecto del título <i>“Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión”</i>, el escenario A, correspondería al escenario A de la PELP, pero con menor integración de ERNC solar al final del horizonte. Escenario B, correspondería al escenario B de la PELP, pero con modificación en fecha de puesta en servicio de proyectos solares, en términos generales, habría aproximadamente un 50% menor de inserción ERNC solar al final del</p>	<p>Se propone, se indique en el informe cuáles fueron las razones de disminuir en el plan de expansión la inserción de ERNC solar, a diferencia de la ERNC eólica en la cual no se modificaron los niveles de inserción respecto a los escenarios de la PELP.</p> <p>Asimismo, se propone se expliciten las proyecciones de costos de inversión considerados para los proyectos eólicos</p>	<p>Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a los ajustes de los escenarios de generación utilizados en el presente plan de expansión, esta Comisión indica que los ajustes de la disminución de la inserción de oferta se deben a las proyecciones de demanda que se establecieron en los análisis de la planificación energética de largo plazo. Adicionalmente, los ajustes en particular de los proyectos ERNC Solar se deben a que los mayores vertimientos de energía se daban en los bloques de mayor inyección solar.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		horizonte respecto al mismo escenario de la PELP en el horizonte 2018-2037. Escenario C, correspondería al escenario E de la PELP, y en términos generales, al igual que para el escenario B, habría aproximadamente un 50% menor de inserción ERNC solar al final del horizonte respecto al mismo escenario de la PELP en el horizonte 2018-2037.	y solares, al momento de realizar la adaptación del plan de obras de la PELP.	Respecto de lo observado a la proyección de costos de inversión considerados y la adaptación del plan de obras de la PELP, esta Comisión indica que en el Resolución Exenta N° 711 de 2017 se establece la metodología con la cual se determinan los escenarios de generación, cuya aplicación se explica con mayor detalle en la siguiente respuesta.
64	6.3.7	Respecto del título “Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión”, se indica que, para la elaboración de los escenarios de expansión del parque generador, se seleccionaron 3 de los 5 escenarios utilizados en la PELP, de los cuales se indica que: “De éstos, la Comisión escogió los tres escenarios más representativos y que cubren todos los factores con los cuales fueron diseñados y las necesidades del sistema”.	Se propone se explique en el informe las consideraciones tenidas en cuenta para adoptar el criterio bajo el cual se escogieron estos 3 escenarios respecto a los 5 considerados en la PELP. Adicionalmente, se propone aclarar a qué se refiere el informe con escenario representativo, e indicar cuales fueron dichos factores que se consideraron para su calificación. Lo anterior, es relevante, ya que cuando en el informe de expansión se hace mención al criterio de holguras, se indica que la holgura será abordada a través de la propuesta de proyectos que se justifiquen económicamente en al menos el 50% de los escenarios, por lo que bajo dicho criterio de evaluación de holguras la selección de los escenarios jugaría un rol fundamental.	Se acoge la observación. La elección de los 3 escenarios es consecuencia de la aplicación de la metodología contenida en la Resolución Exenta N° 711, en especial en su Artículo 11, numeral 5, el que establece expresamente que le corresponde a la Comisión evaluar cada uno de los escenarios de la PELP, y <b>definir aquellos</b> que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en dicha planificación energética. Sin perjuicio de lo anterior, el detalle de su aplicación ha sido más detallado en el Capítulo 6 del presente Informe Técnico.
65	6.3.10	En la base de datos Digsilent PF “BD CNE Quinta Región y Centro Sur 2017_12_29” no se modelan los transformadores AT/MT, lo que contradice lo dicho en esta sección.	Se propone modelar los transformadores AT/MT en los siguientes análisis que se realicen para el estudio de obras zonales, ya que sin ellos no se representa adecuadamente la operación sistema.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la modelación de transformadores AT/MT, esta Comisión ha conformado su Base de Datos en base a la información en PF DigSilent disponible por parte del propio Coordinador, la cual posee algunos transformadores AT/MT y, tal como fue observado, no se modelaron aquellos transformadores, por lo que se corregirá en el informe. En tal sentido, se utiliza la información disponible al inicio del presente proceso, de acuerdo a lo que la resolución exenta N° 711 establece para estos efectos. Adicionalmente, en la modelación de las redes zonales, se aclara que sí es posible efectuar y analizar los sistemas si no se modelan las redes de media tensión, por lo cual se pueden estudiar los diversos efectos o contingencias para la red de transmisión zonal y el sistema eléctrico. Sin perjuicio de ello, para efectos de los análisis de las propias subestaciones y en los siguientes análisis, se podrá solicitar la información correspondiente al Coordinador.
66	6.4	Respecto de la metodología para la planificación de transmisión, se indica que el criterio de holguras será abordado a través de la propuesta de proyectos que se justifiquen económicamente en al menos el 50% de los escenarios, no obstante, dicho criterio no da cuenta de la diferencia de	En este contexto, se propone incorporar adicionalmente algún criterio como por ejemplo Minmax regret que dé cuenta del costo de arrepentimiento en que se puede incurrir al momento de tomar decisiones de expansión de transmisión, y que permitan discriminar razonablemente entre soluciones equivalentes en el mediano plazo, pero de	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		beneficios económicos que un mismo proyecto puede dar en los distintos escenarios. En este contexto, se puede incurrir en sobrecostos excesivos en el sistema en caso que se materialicen obras que no eran las más eficientes en otros escenarios. Este es el caso al momento de comparar proyectos de transmisión de distinta envergadura, pero que caen dentro del 50% de escenarios para definir holgura, donde un criterio adicional sería necesario al momento de dimensionar las obras de expansión.	distinta envergadura en el largo plazo y distintos costos de inversión.	aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.  Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión se encuentra abierta a recibir propuestas que apunten a mejorar la actual metodología, a través de las mesas de trabajo que se realizarán durante el 2018 para el reglamento de la planificación de la transmisión. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
67	6.4.3.2	Respecto de la metodología para la planificación de transmisión, al momento de abordar la resiliencia, se incorpora el concepto de hidrologías extremas, y se indica que la evaluación de la variable hidrológica se realiza a partir de la selección de series de hidrologías secas para identificar los efectos económicos en el sistema asociados a dichas hidrologías. No obstante, en los criterios de planificación de transmisión presentes en la nueva ley, la evaluación de escenarios hidrológicos extremos dice relación con verificar condiciones extremas que no pongan en riesgo el abastecimiento de la demanda, y que las expansiones de transmisión permitan minimizar dichos riesgos, pero no hace alusión al uso de hidrologías extremas en el contexto de realizar evaluaciones económicas.	Se propone incorporar los efectos de las condiciones hidrológicas extremas en el contexto de resiliencia, en términos del impacto que dichas condiciones tienen sobre el abastecimiento seguro de la demanda y no en el ámbito de las evaluaciones económicas. Lo anterior sin perjuicio de la incorporación de series hidrológicas extremas en los modelos estocásticos de simulación de la operación con los que se realizan los análisis de suficiencia y seguridad.	No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.  Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión se encuentra abierta a recibir propuestas que apunten a mejorar la actual metodología, a través de las mesas de trabajo que se realizarán durante el 2018 para el desarrollo del reglamento de la planificación de la transmisión. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
68	Sección 7	Respecto de los análisis de seguridad contenidos a lo largo del capítulo, los resultados que se presentan en los análisis de seguridad basados en las variaciones que experimentan los niveles de corriente de cortocircuito en las SS/EE, antes y después de la entrada en servicio de las obras propuestas, se observa que las corrientes de cortocircuito en el escenario previo al proyecto presentan diferencias respecto de los obtenidos a partir de la BD DigSilent disponible en el sitio web de la CNE. A modo de ejemplo, para una falla trifásica en S/E Lalackama 220 kV y en S/E PE Tal Tal 220 kV presentan diferencias del orden de un 85% y un 52%, respectivamente, entre lo obtenido en la BD DigSilent y lo presentado en el Informe.	Se propone revisar los resultados presentados en el informe, respecto de los obtenidos mediante la simulación en DigSilent. Se sugiere tomar como referencia comparativa los niveles de corriente de cortocircuito para el año 2021 contenidos en el Estudio de Integridad del Sistema, EIST-2017, publicado por el Coordinador ( <a href="https://www.coordinadorelectrico.cl/documento/estudio-de-integridad-de-instalaciones-de-transmision-2017-niveles-de-cortocircuito-maximo-anos-2018-y-2021/">https://www.coordinadorelectrico.cl/documento/estudio-de-integridad-de-instalaciones-de-transmision-2017-niveles-de-cortocircuito-maximo-anos-2018-y-2021/</a> ).	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al nivel de cortocircuito máximo, esta Comisión concuerda en la revisión de la coincidencia entre el nivel de cortocircuito publicado en el informe y el calculado a partir de la base de datos DigSilent. Conforme lo anterior, esta Comisión revisará los niveles de cortocircuito obtenidos, y publicará una base de datos DigSilent actualizada.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
69	7.1.1.2	<p>En relación a las necesidades de compensación reactiva adicional asociadas a la obra “Nueva S/E Seccionadora Parinas” que se indican en el Informe Técnico Preliminar, se recomienda postergar esta decisión para próximos planes de expansión, debido a los siguientes motivos:</p> <p>1. El Anexo 6 de la Propuesta de Expansión de la Transmisión, de enero de 2017, enviada por el Coordinador a la CNE, evidencia que la línea Los Changos – Cumbre 2x500 kV se encuentra totalmente compensada como tramo completo. Luego, el seccionamiento de dicha instalación no modifica los requerimientos de potencia reactiva de los tramos resultantes, por ende, el tramo Los Changos – Parinas – Cumbre mantienen su condición de autocompensación, aun cuando los tramos individuales Los Changos – Parinas 2x500 kV y Parinas – Cumbre 2x500 kV quedan levemente sub y sobre compensados, respectivamente. De esta manera, el comportamiento sistémico de las líneas resultantes tras el seccionamiento, no evidencia la necesidad de incorporar compensación reactiva adicional para compensar la línea en sí misma.</p> <p>2. En caso que el sistema requiera compensación adicional en el futuro, ésta respondería a una necesidad de carácter sistémico global y, por ende, podría recomendarse como una Obra Nueva del Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>En conclusión, se comparte la necesidad de dejar espacios disponibles en la S/E Parinas para compensación reactiva adicional de carácter sistémico global, sin embargo, se recomienda no incluir los reactores de 150 MVAR que se indican en la obra en comento, pues además podrían generar un detrimento en la regulación de tensión y calidad de servicio de la zona.</p>	<p>Se propone no incluir los reactores de 150 MVAR que se asocian a la obra “Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV”, y que la obra “Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV” considere dejar espacios disponibles en la S/E Parinas para la instalación de componentes de compensación reactiva de carácter sistémico global en caso que en el futuro el sistema requiera de algún componente adicional de este tipo.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra “Nueva S/E Seccionadora Parinas”, esta Comisión no concuerda con el Coordinador, ya que a partir de los parámetros de la línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre, esta Comisión calculó una susceptancia por circuito de 1,07 MVAR/km, lo que resulta en una susceptancia total de línea de aproximadamente 850 MVAR, de los cuales 250 MVAR deberán ser compensados por el sistema eléctrico. Tomando en cuenta lo anterior, se proponen dos reactores de barra de 150 MVAR en la nueva S/E Parinas 500 kV, de manera de asegurar que las eventuales líneas 2x500 kV Los Changos – Parinas y 2x500 kV Parinas – Cumbre se encuentren completamente autocompensadas. Adicionalmente, debido a que los reactores de barra propuestos podrán ser conectados y desconectados como parte de la operación y despacho del sistema, estos ofrecerán más flexibilidad que el cambiador de toma en el eventual banco de autotransformadores 500/220 kV en la S/E Parinas. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones al proyecto asociado.</p>
70	7.1.1.2	<p>En relación a la obra “Nueva Línea 2x500 kV Parinas – Likanantai, energizada en 220 kV”, análisis preliminares de requerimientos de</p>	<p>Se propone que la obra “ Nueva Línea 2x500 kV Parinas – Likanantai, energizada en 220 kV ” considere dejar espacios disponibles en el patio de 220 kV de S/E Likanantai para</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra “Nueva Línea 2x500 kV Parinas – Likanantai, energizada en 220 kV”, esta Comisión concuerda</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>potencia reactiva propios de la citada línea indican que ésta generaría en vacío del orden de 30 MVAR y 160 MVAR por circuito, para una condición de energización de la instalación en 220 kV y 500 kV, respectivamente. Lo anterior, supone en primera instancia la instalación de reactores por un monto de 60 MVAR y 320 MVAR, para 220 kV y 500 kV, respectivamente, sin embargo, y considerando que la zona aledaña a la proyectada S/E Likanantai actualmente es deficitaria en reactivos, los montos de los reactores mencionados podrían disminuir sustancialmente, o modificarse por algún otro equipo con prestaciones más eficientes en términos de flexibilidad, considerando además que la zona puede presentar incrementos de demanda, conexión de centrales de generación e impacto de futuros intercambios internacionales.</p> <p>Considerando que los tiempos de construcción entre la línea recomendada, y una eventual compensación reactiva necesaria en la zona aledaña a la proyectada S/E Likanantai, se comparte la necesidad de incluir este análisis en los próximos procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se recomienda dejar los espacios disponibles en S/E Likanantai para eventuales equipos de compensación reactiva futuros (reactor, condensador, CER, otros), cuyas características técnicas serán abordadas y definidas en función de las necesidades sistémicas en los próximos procesos de expansión.</p>	<p>componentes de compensación reactiva de carácter sistémico global en caso que en el futuro el sistema requiera de algún componente adicional de este tipo con la mejor información que se disponga en el futuro y que las 4 diagonales adicionales que se plantean sean con barras y plataformas construidas, para permitir futuras conexiones.</p>	<p>parcialmente con el Coordinador, en el sentido de postergar el análisis de la necesidad de equipos de compensación reactiva en la S/E Likanantai, toda vez que dicha obra no fue incluida en la descripción de la obra propuesta. Con respecto a la propuesta consistente en que las 4 diagonales adicionales consideren barras y plataforma construida, esta Comisión considerará la ampliación necesaria para la conexión de futuros proyectos. Conforme a lo anterior, se modificará la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
71	9.1	<p>Respecto del Proyecto descartado 148. Instalación 2° Transformador En S/E Pilauco, si bien la Resolución Exenta N°418 otorga suficiencia al sistema sur del país con las nuevas Subestaciones 220/66 kV Llollehue y 220/66 kV Llanquihue, se observa que para la falla de severidad 9 de la barra 66 kV de esta S/E, los consumos de Los Tambores y La Misión se pueden abastecer desde S/E Llollehue, los consumos de Purranque y Rio Negro se pueden abastecer desde</p>	<p>Se propone la Normalización de la S/E Pilauco para fallas de severidad 8 y 9, mediante el proyecto de cambio de configuración actual a configuración de barra principal seccionada más transferencia en 66 kV, con el objetivo de poder realizar mantenimiento a los interruptores y repartir cargas en distintas barras para dar más confiabilidad a la subestación ante fallas en barra.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Instalación 2° Transformador en Subestación Pilauco", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, toda vez que el análisis de seguridad mediante CFCD no muestra beneficios para el sistema.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>S/E Llanquihue, sin embargo los consumos de Osorno y Pichil quedarían sin suministro. Lo anterior debido a la poca robustez del sistema de 66 kV de esta zona.</p> <p>Se observa también que al año 2035 se estima que la demanda de S/E Pilauco alcance el 75 % de capacidad, por lo anterior se propone la normalización de esta S/E sumado a la instalación de la segunda unidad transformadora.</p>		<p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra “Instalación 2º Transformador en Subestación Pilauco” al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
72	9.1	<p>Respecto del Proyecto descartado 89.</p> <p>“Normalización S/E Hualpén Patio 154 kV”, de la base Digsilent y la demanda indicada por proyección de la CNE en sus documentos públicos para este proceso de planificación, se aprecia que la contingencia de severidad 9 en la barra 154 kV de S/E Hualpén provoca la sobrecarga del transformador de la “Nueva S/E El Trébol” en un 17% para el año 2024. Se solicita mantener estándar constructivo en nivel de tensión 220 kV con el objeto de mantener robustez y seguridad para los consumos regulados abastecidos desde la línea 154 kV San Vicente – Hualpén.</p>	<p>Se propone la incorporación de este proyecto en el plan de expansión.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra “Normalización S/E Hualpén Patio 154 kV”, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del plan de expansión, toda vez que la contingencia señalada en la observación no se propagaría a otras instalaciones de la zona si los consumos de S/E Perales son abastecidos desde S/E Talcahuano, es decir, si se opera abierta la línea 1x66 kV Perales - El Trébol, siendo solo los consumos de Petroquim y ERBB afectados en una contingencia en la barra de 154 kV de S/E Hualpén, lo cual ocurre con o sin seccionamiento de la barra señalada.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra Normalización S/E Hualpén Patio 154 kV en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
73	9.1	<p>Respecto del Proyecto descartado 49. Segundo Circuito Chagres-Catemu:</p> <p>1)Debido a flexibilidad de sistema 44 kV que se obtiene mediante Nueva S/E Panquehue y al uso del transformador 44/12 kV de S/E San Felipe para los consumos de Río Blanco y Juncal, se considera redundante el seccionamiento en S/E Chagres.</p> <p>2)No se observan los antecedentes de evaluación económica que muestren que la nueva S/E Seccionadora Chagres es mejor que el segundo circuito Chagres-Catemu.</p>	<p>Se propone construir el segundo circuito Chagres-Catemu (incluyendo las ampliaciones correspondientes en S/E Catemu y SE Chagres) o de lo contrario tomar directamente S/E Catemu desde S/E Las Vegas mediante un by pass en las cercanías de Chagres.</p> <p><b>[Ver Figura 4 – Coordinador Eléctrico Nacional]</b></p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra “Segundo circuito Chagres – Catemu”, esta Comisión no concuerda con el Coordinador, ya que las obras propuestas para la zona buscan aislar las fallas de las líneas 2x44 kV Las Vegas - Los Andes y 1x44 Catemu - Los Ángeles, de la línea 1x44 kV Chagres - Catemu. Además, por el momento, no es posible alimentar la S/E Catemu directamente desde Las Vegas, toda vez que existen consumos que abastecer por la línea 2x44 kV Las Vegas – Los Andes.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra Segundo circuito Chagres - Catemu en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
74	9.1	<p>Respecto de los Proyectos descartados 39 - 40- 41- 43 – 44. “Adecuaciones S/E Maitencillo 110 kV” – “Adecuaciones S/E Pan de Azúcar 110 kV” – “Adecuaciones S/E Quillota 110 kV” - “Normalización S/E Maitencillo Patio 110 kV” – “Adecuaciones S/E Pan de Azúcar Patio 110 kV” :</p>	<p>Se propone la incorporación de estos proyectos.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a las obras “Adecuaciones S/E Maitencillo 110 kV”, “Adecuaciones S/E Quillota 110 kV” y “Normalización S/E Maitencillo Patio 110 kV”, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		Debido a que estas instalaciones mantienen el estándar exigido en norma 220 kV, otorgando mayor robustez y seguridad a la instalación, se solicita mantener estándar de esta instalación, con el objeto de mantener flexibilidad y robustez a los consumos regulados de estas instalaciones, debido a que se desconoce el % de respaldo factible para realizar el mantenimiento y frente a severidades 8 y 9 de esta instalación en nivel de tensión inferior a 220 kV.		solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de las obras de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal B del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, toda vez que el análisis de seguridad mediante CFCD no muestra beneficios para ninguna de las obras señaladas.  Conforme a lo anterior, no se incorporarán las obras "Adecuaciones S/E Maitencillo 110 kV", "Adecuaciones S/E Quillota 110 kV" ni "Normalización S/E Maitencillo Patio 110 kV" al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
75	9.1	Respecto del Proyecto descartado 147. Subestación Valdivia – Habilitación barra transferencia 66 kV, debido a que Proyecto aprobado en Resolución Exenta N°418 "Nueva S/E Valdivia" contará con barra principal más barra de transferencia otorgando mayor robustez y seguridad a la instalación, se solicita mantener estándar de esta instalación, con el objeto de mantener flexibilidad y robustez, debido a que se desconoce el % de respaldo factible (con nueva obra) para realizar el mantenimiento y frente a severidades 8 y 9 de esta instalación en nivel de tensión 66 kV.	Se propone habilitar barra de transferencia 66 kV.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada la inclusión de la obra "Subestación Valdivia-Habilitación Barra Transferencia 66 kV", esta Comisión ha revisado los antecedentes aportados por la empresa Sistema de Transmisión del Sur S.A. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, toda vez que el análisis de seguridad mediante Contingencia de severidad 9 en la S/E Valdivia muestra beneficios para esta obra.  Conforme a lo anterior, se incorporará la obra "Ampliación en S/E Valdivia" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
76	9.1	Respecto del Proyecto Descartado 108. LT Monterrico Cocharcas: Refuerzo LT 1x66 kV, el Coordinador Eléctrico Nacional estima que para el año 2022 esta línea presenta una cargabilidad de un 99 % considerando demanda alta coincidente para la zona a 35°C de temperatura ambiente.	Se propone desarrollar proyecto propuesto por CGE para la zona.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "LT Monterrico Cocharcas: Refuerzo LT 1x66 kV", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del plan de expansión, toda vez que el tramo en cuestión abastece a las subestaciones Cocharcas, Hualte y Quirihue, con una demanda máxima coincidente al año 2037 de 33,8 MW, por lo que el tramo en cuestión presenta suficiencia en todo el periodo de análisis.  Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra LT Monterrico Cocharcas: Refuerzo LT 1x66 kV en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
77	9.1	Respecto del Proyecto Descartado 7. Nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA en S/E Entre Ríos, a partir de los resultados preliminares desarrollados para los efectos de la propuesta de expansión 2018, se observa la	Se propone reevaluar la obra de un segundo transformador en S/E Entre Ríos, considerando las correcciones a los parámetros indicadas en observación a Anexo: Archivos entrada OSE.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA en S/E Entre Ríos", esta Comisión no concuerda con el Coordinador, ya que a partir de los estudios realizados, esta Comisión no observa beneficios derivados de esta obra de expansión, los

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		conveniencia de desarrollar el proyecto, tomando en consideración la materialización de los proyectos al sur de Charrúa (S/E JMA y Cambio de conductor Ciruelos-Cautín 2x220 kV y la línea de 500 kV Entre Ríos-Río Malleco-Ciruelos-Pichirropulli)		que sólo se hacen presentes con la puesta en servicio de la línea de 500 kV entre las SS/EE Entre Ríos y Pichirropulli. Conforme lo anterior, esta Comisión postergará la propuesta de la obra “Nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA en S/E Entre Ríos” de manera de que su puesta en servicio coincida con la puesta en servicio de la mencionada línea.
78	Anexo: Estudios Eléctricos y Desarrollo de Proyectos de las necesidades de expansión del Sistema de Transmisión del SING y del SIC. Pag 11	Corregir distancias de los tramos analizados.	Se propone corregir las distancias de los tramos: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Entre Ríos – Río Malleco: 125 km</li> <li>• Río Malleco – Ciruelos: 225 km</li> </ul> Distancias aproximadas	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al anexo Estudios Eléctricos y Desarrollo de Proyectos de las Necesidades de Expansión del Sistema de Transmisión del SING y del SIC del forme Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión concuerda en que se deben corregir las distancias de los tramos señalados.  Conforme lo anterior, esta Comisión modificará las distancias de los tramos en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017.
79	Anexo: Archivos entrada OSE	Conexión de parques eólicos Sarco y Cabo Leones III:  De acuerdo a lo indicado en la resolución de proyectos en construcción del mes de noviembre de 2017, el PE Sarco se conectará a la actual S/E Maitencillo y se encuentra modelado en la S/E Nueva Maitencillo. Asimismo, la etapa III del PE Cabo Leonés (124 MW) se modela conectada en Nueva Maitencillo, mientras que la línea que conecta este complejo se conecta en la actual S/E Maitencillo. Esto disminuye las transferencias esperadas por el tramo de interconexión entre dichas subestaciones, como principal efecto en los resultados de la simulación.	A partir de la mejor información disponible a la fecha, se propone modelar la conexión de los PE Sarco y Cabo Leones III en la barra Maitencillo 220 kV.	Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la conexión de los proyectos PE Sarco y Cabo Leones III a la barra de Maitencillo 220 kV, esta Comisión indica que las instalaciones de generación y transmisión consideradas en el presente plan de expansión han sido las declaradas en construcción, de acuerdo a la Resolución Exenta CNE N° 262, de 24 de mayo de 2017, tal como se indica en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión analizó su impacto en el sistema y en las propuestas de expansión, modificando fechas de puesta en servicio y puntos de conexión, conforme a la Resolución Exenta N° 740 de diciembre de 2017 (sobre declaración en construcción de obras de generación y transmisión). De acuerdo a lo anterior, los resultados obtenidos de las evaluaciones técnicas y económicas no han modificado las decisiones de expansión propuestas en el presente Informe, conforme al documento anexo “Sensibilidad Centrales y Parámetros Técnicos”.  Conforme a lo anterior, no se realizarán modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017.
80	Anexo: Archivos entrada OSE	Se detectaron inconsistencias en algunos parámetros de la red de transmisión de la zona Charrúa al sur.	Se propone revisar y ajustar los valores o justificar los utilizados de acuerdo a lo enviado en planilla Excel adjunta.	Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociado a los parámetros de la red de transmisión de Charrúa al Sur, esta Comisión acogió lo indicado y realizó un análisis de sensibilidad para medir el impacto en el sistema y en las propuesta de expansión, determinando que las evaluaciones técnicas y económicas no han modificado las decisiones de expansión propuestas en el presente Informe, conforme al documento anexo “Sensibilidad Centrales y Parámetros Técnicos”.  Conforme a esto, no se realizarán modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017.

## 25. ACCIONA ENERGÍA CHILE HOLDINGS S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 3.1, pág: 21	Proyecto N°4: Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín presenta plazos de 3 años (36 meses) para dicha línea.	Considerar disminución de plazos de los trabajos máximos a 2 años (24 meses) debido a que solamente es cambio de conductor y no se requiere mayores cambios a las torres.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Acciona, asociada a la obra "Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín", numeral 3.1.4 del sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a la disminución del plazo constructivo de la obra, esta Comisión no acoge dicha solicitud, dado que la información entregada por la empresa no está acorde a los plazos de proyectos de similares características. Esto, en atención a que para efectos del proyecto y su construcción se requieren de los siguientes plazos para su concreción:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El estudio de impacto ambiental se inicia un mes después de comenzada la ingeniería del proyecto. El proceso de la gestión medioambiental para este tipo de proyectos hasta su aprobación puede durar aproximadamente 16 meses.</li> <li>- El plazo para instalación de faenas de 1 mes.</li> <li>- El plazo para el cambio del conductor de la línea y modificaciones en las subestaciones de 16 meses.</li> <li>- El plazo para las pruebas y puesta en servicio de 2 meses.</li> </ul> <p>Por tanto, no es posible acotar los plazos constructivos o efectuar algunas tareas en forma paralela, considerando además de las complicaciones en la disponibilidad de los circuitos y la disponibilidad efectiva de trabajo en terreno conforme condiciones climáticas.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones de plazo al proyecto indicado.</p>
2	Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 3.2, pág: 25	Proyecto N°4: Nueva S/E seccionadora JMA 220 kV presenta plazo de 3 años (36 meses)	Disminuir plazos máximos a 2 años (24 meses). Esto en base a que las obras son menores considerando las cercanías de las líneas de transmisión a seccionar. Además, esta obra ayuda a tener redundancia de vínculos en la zona.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Acciona, asociada a la obra " Nueva S/E seccionadora JMA 220 kV", numeral 3.2.4 del sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a la disminución del plazo constructivo de la obra, esta Comisión no acoge dicha solicitud, dado que la información entregada por la empresa no está acorde a los plazos de proyectos de similares características. Esto, en atención a que para efectos del proyecto y su construcción se requieren de los siguientes plazos para su concreción:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El estudio de impacto ambiental se inicia un mes después de comenzada la ingeniería del proyecto. El proceso de la gestión medioambiental para este tipo de proyectos hasta su aprobación puede durar aproximadamente 16 meses.</li> <li>- El plazo para instalación de faenas de 1 mes.</li> <li>- El plazo para la construcción de subestación de 16 meses.</li> <li>- El plazo para las pruebas y puesta en servicio de 2 meses.</li> </ul> <p>Por tanto, no es posible acotar los plazos constructivos o efectuar algunas tareas en forma paralela, considerando además de las complicaciones en la disponibilidad</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>de los circuitos y la disponibilidad efectiva de trabajo en terreno conforme condiciones climáticas.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones de plazo al proyecto indicado.</p>
3	<p>Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 3.2, pág: 25</p>	<p>Proyectos N°5 y N°6 (Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y Ciruelos - Pichirrupulli) presentan plazo de 7 años (84 meses), que se observa es muy extenso al considerar estudio de franja 2 años (no vinculante con el EIA), 1 año de licitación y 7 años de construcción. En total, 10 años en el cual los sistemas se desacoplarán en forma importante de las horas de generación de los proyectos eólicos ya en curso, y cuyas inversiones no podrían ser retrasadas.</p> <p>Es importante no repetir la situación de sistema Norte del SIC, dando premura a proyectos capaces de evacuar la energía de la zona SIC-Sur.</p>	<p>Se solicita disminuir los plazos de construcción a 5 años. También se debe considerar que el estudio de franja sean vinculante, y por lo tanto el EIA asociado no se requiera debido a la autorización previa o en su defecto que los organismos pertinentes se pronuncien a dichos trazados.</p> <p>A su vez, se debe considerar un esquema de BESS que permitan mejorar la colocación de las inyecciones eólicas de la zona debido a que disminuyen el costo total de operación del sistema.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Acciona, asociada a las obras " Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV " y "Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos - Pichirrupulli, Energizada en 220 kV", numeral 3.2.5 y 3.2.6 respectivamente del Sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a la disminución del plazo constructivo de la obra, esta Comisión no acoge dicha solicitud dado que la extensión de construcción de la línea (420 km aprox.) y la zona involucrada, requiere de al menos 84 meses para su construcción. Esto, en atención a que para efectos del proyecto y su construcción se requieren de los siguientes plazos para su concreción:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El estudio de impacto ambiental se inicia un mes después de comenzada la ingeniería del proyecto. El proceso de la gestión medioambiental para este tipo de proyectos hasta su aprobación puede durar aproximadamente 30 meses.</li> <li>- El plazo para instalación de faenas de 4 meses.</li> <li>- El plazo para la construcción de líneas de 48 meses.</li> <li>- El plazo para las pruebas y puesta en servicio de 2 meses.</li> </ul> <p>Además, existen algunas variables que podrían retrasar la ejecución del proyecto, como el clima, retraso en la construcción de caminos de acceso producto de las condiciones climáticas, entre otras variables territoriales y medioambientales de la zona.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones de plazo al proyecto indicado.</p>
4	<p>Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 3.2.5 NUEVA LÍNEA 2X500 KV ENTRE RÍOS - CIRUELOS, ENERGIZADA EN 220 KV 3.2.5.5 Licitación</p>	<p>La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva "Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos – Pichirrupulli, energizada en 220 kV".</p> <p>La adjudicación en conjunto es un beneficio sistémico como lo indica el informe sin embargo la materialización de ambos proyectos puede generar retrasos indebidos tal como ocurrió en la LT 2x500 Cardones – Polpaico.</p>	<p>Se solicita eliminar dicha restricción para disminuir los riesgos de "licitación desierta".</p> <p>Adicionalmente, se solicita que en el mismo decreto se indique que los tramos Entre Ríos – Mulchen y Mulchen – Pichirrupulli puedan ser energizados independientemente en caso de ser necesarios para dar redundancia de vínculo en la zona.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Acciona, asociada a la obra "Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos – Pichirrupulli, energizada en 220 kV", numeral 3.2.5 del Sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, referida a que la adjudicación de dicha obra no quede condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, energizada en 220 kV", esta Comisión no la acoge, dado que los beneficios económicos finales se podrán lograr con los proyectos en forma conjunta, por lo que es más conveniente que sean adjudicados en conjunto para no dejar al sistema incompleto en algún punto. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones respecto al condicionamiento de esta obra.</p>
5	<p>Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión) 3.2.6 NUEVA LÍNEA 2X500 KV CIRUELOS -</p>	<p>La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, energizada en 220 kV".</p>	<p>Se solicita eliminar dicha restricción para disminuir los riesgos de "licitación desierta".</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la Acciona, asociada a la obra "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, energizada en 220 kV", numeral 3.2.6 del Sistema Nacional del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, referida a que la adjudicación de dicha obra no quede condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos – Pichirrupulli, energizada en 220 kV", esta Comisión no la acoge, dado</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>PICHIRROPULLI, ENERGIZADA EN 220</p> <p>3.2.5.5 Licitación</p>	<p>La adjudicación en conjunto es un beneficio sistémico como lo indica el informe sin embargo la materialización de ambos proyectos puede generar retrasos indebidos tal como ocurrió en la LT 2x500 Cardones – Polpaico.</p>		<p>que los beneficios económicos finales se podrán lograr con los proyectos en forma conjunta, por lo que es más conveniente que sean adjudicados en conjunto para no dejar al sistema incompleto en algún punto.</p> <p>Adicionalmente podría ser aún más riesgoso licitar por separado, dado que algún proyecto podría quedar declarado desierto y el otro no, por lo que quedaría incompleto el sistema, no pudiéndose recoger todos los beneficios ni solucionar todas las congestiones, lo que acarrea mayores riesgos aún.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones respecto al condicionamiento de esta obra.</p>
6	<p>Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión)</p> <p>7.1.3.4, pág 135</p>	<p>S/E JMA tiene nombre S/E Digueñes</p>	<p>Clarificar nombre</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Acciona Energía Chile Holdings S.A., asociada a la figura contenida en el numeral 7.1.3.4, pág. 135 del Informe Preliminar, esta Comisión concuerda con lo planteado. Conforme lo anterior, se clarifica que el nombre de la S/E es JMA y se corrige la figura referida en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
7	<p>Resolución-Exenta-N°770_29-12-2017 (plan de expansión)</p> <p><b>4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E CALDERA</b></p> <p><b>4.1.2.3 Entrada en operación (página 40)</b></p>	<p>Se menciona que el proyecto de ampliación en S/E Caldera deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.</p> <p>Observación</p> <p>Se estima que el plazo de 24 meses es susceptible de reducirse, atendida la naturaleza y entidad de la ampliación sugerida y teniendo a la vista la práctica constructiva para obras de similar complejidad.</p> <p>Ello además en atención a la urgencia de satisfacer el consumo de la planta desaladora de la empresa Eonssa, la cual en la actualidad se encuentra en fase de desarrollo, en la III Región, cuya construcción fue adjudicada el 14 de Diciembre de 2017, y que según plan de construcción actualizado comenzaría sus operaciones en Julio 2019. Ver Minuta planta desaladora Eonssa.doc</p> <p>Acciona Energía Chile Holdings, S.A. se encuentra participando del proceso de licitación público convocado por Eonssa, y en el marco del mismo, se espera una adjudicación de un contrato de suministro eléctrico para Marzo de 2018. Se adjunta copia del llamado a licitación según diario El Mercurio del 21 de mayo de 2017.</p>	<p>Reducir el plazo para la entrada en operación hasta al menos 18 meses, pudiendo ser incluso 12.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Acciona, asociada a la obra " Ampliación en S/E Caldera", numeral 4.1.2 del sistema B del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a la disminución del plazo constructivo de la obra, esta Comisión no acoge dicha solicitud, considerando los siguientes supuestos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El estudio de impacto ambiental se inicia un mes después de comenzada la ingeniería del proyecto. El proceso de la gestión medioambiental para este tipo de proyectos hasta su aprobación puede durar aproximadamente 16 meses.</li> <li>- La instalación de faenas se supere considerar plazo de 1 mes.</li> <li>- El plazo para construcción en subestación 6 meses.</li> <li>- El plazo para las pruebas y puesta en servicio 1 meses.</li> </ul> <p>Por tanto, no es posible acotar los plazos constructivos o efectuar algunas tareas en forma paralela, considerando además de las complicaciones en la disponibilidad de los circuitos y la disponibilidad efectiva de trabajo en terreno conforme condiciones climáticas.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones de plazo al proyecto indicado.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
8	<p>Resolución-Exenta-Nº770_29-12-2017 (plan de expansión)</p> <p><b>4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E CALDERA</b></p> <p><b>4.1.2.5 Licitación (página 40)</b></p>	<p><i>El inicio del proceso de licitación de esta obra quedará condicionado a la adjudicación de la obra "Nueva Línea 2x110kv desde S/E Caldera a Línea 1x110 kv Cardones-Punta Padrones"</i></p> <p>Acciona Energía Chile Holdings, S.A. se encuentra en conocimiento que actualmente Econssa está desarrollando un proyecto de construcción de una planta desaladora en la III Región, cuya construcción fue adjudicada el 14 de diciembre de 2017, y que según plan de construcción actualizado comenzaría sus operaciones en julio 2019.</p> <p>Acciona Energía Chile Holdings, S.A. se encuentra participando del proceso de licitación público de suministro de energía eléctrica convocado por Econssa, cuya adjudicación del contrato de suministro eléctrico está programada para Marzo de 2018. Se adjunta copia del llamado a licitación según diario El Mercurio del 21 de mayo de 2017.</p> <p>Observación</p> <p>Este condicionamiento implica, en la práctica, alargar los plazos para la entrada en operación de la S/E Caldera, lo que retrasaría la conexión de una infraestructura de transmisión necesaria para abastecer el consumo eléctrico de la planta desaladora de la empresa Econssa y que servirá para el abastecimiento de agua potable al Valle de Copiapó, según se demuestra en los antecedentes adicionales indicados (Minuta planta desaladora Econssa.doc y programa de construcción con firma SISS.pdf) previamente y que respaldan la presente observación.</p> <p>Por lo anteriormente expuesto, se ruega levantar este condicionamiento, dado el hecho que ambas obras son de construcción obligatoria y este condicionamiento produce el efecto de retrasar la puesta en servicio de la ampliación de la S/E Caldera, lo que perjudica a los proyectos e instalaciones que requieren abastecerse desde la mencionada S/E.</p>	<p>Eliminar el condicionamiento contenido en la disposición 4.1.2.5</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa Acciona, asociada a la obra "Ampliación en S/E Caldera", numeral 4.1.2 del sistema B del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a eliminar el condicionamiento de esta obra a la adjudicación de la obra "Nueva Línea 2x110kv desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones-Punta Padrones", esta Comisión no acoge la solicitud de la empresa, dado que la obra de ampliación de S/E Caldera se genera a partir de la obra de seccionamiento de la Línea 1x110 kV Cardones-Punta Padrones. Adicionalmente los antecedentes entregados por la empresa, correspondientes a la participación en el proceso de licitación convocado por la empresa "Econssa", no justifican que la obra de ampliación de la S/E Caldera se desarrolle por sí sola. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones respecto al condicionamiento de esta obra.</p>

## 26. EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A. (ELECDA) / EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A. (EMELARI) / EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A. (ELIQSA) (GRUPO CGE)

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	<p>4.1.2 Sistema B Ampliación en S/E Caldera;</p> <p>8.2.1. Tabla 96 Ampliación en S/E Caldera</p>	<p>En la descripción y valorización del proyecto “Ampliación en S/E Caldera” no se incluye la adquisición del terreno que será necesario para el desarrollo de las nuevas instalaciones.</p>	<p>Se debe incluir en la descripción general y en la valorización del proyecto, la adquisición del terreno aledaño a la actual Subestación Caldera necesario para el desarrollo de las nuevas instalaciones.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra “Ampliación en S/E Caldera”, numeral 4.1.2 del sistema B del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a incluir en la descripción y valorización de la obra la adquisición de terreno adicional, esta Comisión, considerando los antecedentes entregados por la empresa, está de acuerdo a lo solicitado, incluyendo en la valorización la adquisición de terreno.</p> <p>Por lo tanto, se modificará el texto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
2	<p>4.1.3 Sistema B Ampliación en S/E Cerrillos;</p> <p>8.2.1. Tabla 96 Ampliación en S/E Cerrillos</p>	<p>En la descripción y valorización del proyecto “Ampliación en S/E Cerrillos” no se incluye la conexión a la nueva configuración de barras de 110kV del paño de transferencia y del paño de línea hacia Subestación Los Loros, ni la adquisición del terreno que será necesario para el desarrollo de las nuevas instalaciones.</p>	<p>Se debe incluir en la descripción general y en la valorización del proyecto, la conexión a la nueva configuración de barras de 110kV del paño de transferencia y del paño de línea hacia Subestación Los Loros, así como la adquisición del terreno aledaño a la actual Subestación Cerrillos necesario para el desarrollo de las nuevas instalaciones.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra “Ampliación en S/E Cerrillos”, numeral 4.1.3 del sistema B del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a incluir en la descripción y valorización de la obra el paño de transferencias, el paño de la línea proveniente de S/E Los Loros y la adquisición de terreno adicional, esta Comisión, considerando los antecedentes entregados por la empresa, está de acuerdo parcialmente, ya que no es necesario dejar explícito en la descripción la incorporación del paño de transferencia, dado que el cambio de configuración de barra los incluye. Respecto al resto de adecuaciones, esta Comisión concuerda con la empresa y modificará el texto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
3	<p>4.1.5 Sistema B Ampliación en S/E Plantas</p> <p>8.2.1. Tabla 96 Ampliación en S/E Plantas</p>	<p>En la descripción y valorización del proyecto “Ampliación en S/E Plantas” no se incluye la modificación de las vías de circulación interior y acceso al recinto, ni la reubicación de los bancos de condensadores existentes, necesarios para el emplazamiento de las nuevas instalaciones de 220kV.</p>	<p>Se debe incluir en la descripción general y en la valorización del proyecto, la modificación de las vías de circulación interiores, vías de acceso y reubicar los bancos de condensadores existentes.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra “Ampliación en S/E Plantas”, numeral 4.1.5 del sistema B del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a incluir en la descripción y valorización de la obra la modificación de las vías de circulación interior, vías de acceso y reubicar los bancos de condensadores existentes, esta Comisión no acoge lo solicitado, debido a que las modificaciones indicadas ya están consideradas en el tercer párrafo del numeral 4.1.5.1 de la descripción de la obra, conforme a lo anterior no se modificará el texto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
4	<p>4.1.1 Sistema D Nuevo transformador en S/E Mariscal;</p> <p>8.2.3. Tabla 98 Nuevo transformador en S/E Mariscal</p>	<p>En la descripción del proyecto “Nuevo transformador en S/E Mariscal” no se incluye la construcción de un muro cortafuegos, fundación con canaleta recolectora de aceite, la ampliación de la actual sala de celdas, una posición adicional en celda para la futura conexión del banco de condensadores, y además, el switchgear debe contemplar las celdas de remonte, medición y de</p>	<p>Se debe incluir en la descripción general y valorización del proyecto la construcción de un muro cortafuegos, la ampliación de la actual sala de celdas, fundación con canaleta y una posición adicional en celda para la futura conexión del banco de condensadores. Además, el switchgear debe contemplar las celdas de remonte, medición y de servicios</p>	<p>Ver Respuesta n° 60 a la observación del Coordinador Eléctrico Nacional.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		servicios auxiliares con su respectivo transformador del tipo pad mounted. Por otro lado, el Grafico N°1 del Anexo 4, muestra que la capacidad actual del transformador 110/12kV es de 30MVA, siendo que corresponde a 50MVA.	auxiliares con su respectivo transformador del tipo pad mounted. Adicionalmente, modificar la capacidad del transformador en el Grafico N°1 del Anexo 4.	
5	4.1.1 Sistema E Reemplazo de transformador en S/E Colchagua 8.2.4. Tabla 99 Reemplazo de transformador T1 66/15kV 10,5MVA por 30MVA en S/E Colchagua	En la descripción del proyecto "Reemplazo de transformador en S/E Colchagua" no se incluye la construcción de un muro cortafuegos, fundación con canaleta recolectora de aceite, la construcción de la nueva sala de celdas ni completar el paño CS incorporando un interruptor.	Se debe incluir en la descripción general y valorización del proyecto la construcción de un muro cortafuegos, fundación con canaleta recolectora de aceite, la construcción de la nueva sala de celdas y completar el paño CS incorporando un interruptor.	Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "Reemplazo de transformador en S/E Colchagua", numeral 4.1.1 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a incluir en la descripción y valorización de la obra la construcción de un muro cortafuegos, fundación con canaleta recolectora de aceite, la construcción de la nueva sala de celdas y completar el paño CS incorporando un interruptor, esta Comisión, considerando los antecedentes adicionales entregados por la empresa, está de acuerdo parcialmente, ya que la construcción de un muro cortafuego no se considera necesaria, dado que los transformadores no se encuentran ubicados en forma paralela, representando una condición insegura. Sin embargo, el refuerzo a la fundación, la canaleta recolectora y el paño seccionador de la barra de 15 kV, se incluirán en la descripción del proyecto, por lo que se modificará en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017. Adicionalmente, 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.
6	4.1.2 Sistema E Reemplazo de transformador en S/E Piduco 8.2.4. Tabla 99 Reemplazo de transformador T1 66/15kV 18,7MVA por 30MVA en S/E Piduco	En la descripción del proyecto "Reemplazo de transformador en S/E Piduco" no se incluye la construcción de un muro cortafuegos, refuerzo de la fundación existente, construcción de canaleta recolectora de aceite ni completar el paño de llegada de la línea de 66kV proveniente de SE Talca.	Se debe incluir en la descripción general y valorización del proyecto la construcción de un muro cortafuegos, refuerzo de la fundación existente, la construcción de canaleta recolectora de aceite y completar el paño de llegada de la línea de 66kV proveniente de Subestación Talca.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "Reemplazo de transformador en S/E Piduco", numeral 4.1.2 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a incluir en la descripción y valorización de la obra la construcción de un muro cortafuegos, fundación con canaleta recolectora de aceite y completar el paño de llegada de la línea de 66 kV proveniente de S/E Talca, esta Comisión, considerando los antecedentes entregados por la empresa, está de acuerdo con lo observado, por lo que modificará la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
7	4.1.3 Sistema E Reemplazo de transformador en S/E El Monte 8.2.4. Tabla 99 Reemplazo de transformador T1 66/13,2 kV 10 MVA por 15 MVA en S/E El Monte	En el informe técnico se consideró el reemplazo del transformador en S/E El Monte como obra recomendada. Al respecto, hacemos presente que dicha recomendación no consideraría que existe una solución alternativa que mejora las condiciones de confiabilidad de la instalación. En efecto, la instalación de un segundo transformador en la subestación, aparece como proyecto Recomendable, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica del caso mencionado.	Se debe modificar la descripción general y valorización del proyecto considerando la instalación de un nuevo transformador en la subestación.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "Reemplazo de transformador en S/E El Monte", numeral 4.1.3 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, respecto a modificar la descripción general y valorización del proyecto considerando la instalación de un nuevo transformador en la subestación, esta Comisión no acoge dicha solicitud, toda vez que en la evaluación presentada por la empresa se han considerado 140 horas de desconexión promedio por concepto de indisponibilidad Forzada (HFORT), y no 45 horas, como lo indica el Artículo 5-60 de la NTSyCS para transformadores.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				Conforme a lo anterior, no se modificará la descripción y valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
8	4.1.5 Sistema E Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés 8.2.4 Tabla 99 Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés	En la descripción del proyecto "Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés" no se incluye la modificación de la LT 2x154 kV Punta de Cortés - Tinguiririca, en SE Punta de Cortés, a fin de disponer del espacio para el desarrollo de las nuevas instalaciones.	Se debe incluir en la descripción general y valorización del proyecto el detalle de las adecuaciones necesarias para la modificación de la LT 2x154 kV Punta de Cortés - Tinguiririca, en SE Punta de Cortés, a fin de disponer del espacio para el desarrollo de las nuevas instalaciones.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "Nuevo Transformador de Punta de Cortés", numeral 4.1.5 del sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión no concuerda con la empresa respecto a que la descripción y valorización de la obra deban incluir las modificaciones de la línea 2x154 kV Punta de Cortés - Tinguiririca, en S/E Punta de Cortés, a fin de disponer más espacio para el desarrollo de nuevas instalaciones, ya que dicha adecuación no se relaciona con el objetivo de la obra descrita.  Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones al proyecto asociado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
9	4.1.11 Sistema E Ampliación en S/E El Manzano 8.2.4 Tabla 99 Ampliación en S/E El Manzano	En la descripción del proyecto "Ampliación en S/E El Manzano" no se incluye la construcción de una barra de 66 kV, completar el paño de 66kV de los transformadores existentes ni el desarrollo de instalaciones comunes (cierro perimetral, sistema de seguridad de las instalaciones, plataforma y una sala de control).	Se debe incluir en la descripción general y valorización del proyecto la construcción de una barra de 66 kV, completar el paño de 66kV de los transformadores existentes y el desarrollo de instalaciones comunes (cierro perimetral, sistema de seguridad de las instalaciones, plataforma y una sala de control).	Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "Ampliación en S/E El Manzano", numeral 4.1.11 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión realizó una revisión de la consistencia del requerimiento. Al respecto, se ha considerado que la construcción de la barra de 66 kV y el desarrollo de instalaciones comunes ya se encuentra contenido en la descripción y valorización del proyecto.  Respecto al paño de los transformadores, se incorporará en la descripción y valorización de la obra un paño para cada transformador, para aumentar la confiabilidad.
10	4.1.17 Sistema E Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín – Linares	En la Tabla 13 del punto 4.1.2.4 Sistema E, se asigna a CGE la propiedad del proyecto "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín - Linares", lo que es incorrecto pues CGE no es propietaria de la instalación a ampliar.	Se debe corregir el propietario de la citada obra de ampliación.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Chacahuín – Linares", numeral 4.1.17 Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión concuerda con la empresa, en términos de que existe un error en la tabla señalada, con respecto a la empresa propietaria de la instalación objeto de la obra de ampliación.  Conforme lo anterior, esta Comisión modificará la tabla señalada según lo solicitado, asignándose dicha ampliación a la empresa Transelec S.A. en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
11	4.1.20 Sistema E Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua. 8.2.4 Tabla 99 Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua.	En la descripción del proyecto "Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua" no se incluyen las adecuaciones necesarias para la habilitación de las nuevas acometidas de las líneas de transmisión.	Se debe incluir en la descripción general y valorización del proyecto las adecuaciones necesarias para la habilitación de las nuevas acometidas de las líneas de transmisión.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua", numeral 4.1.20 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017, esta Comisión realizó una revisión de la consistencia del requerimiento. Al respecto, se ha considerado que dicho requerimiento ya se encuentra cubierto con la descripción y valorización actual del proyecto indicada en el Informe, por lo cual no es necesario precisar la

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>descripción respecto a la habilitación de las acometidas de las líneas de transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones al proyecto asociado.</p>
12	<p>4.2.1 Sistema A</p> <p>Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento.</p>	<p>En el informe técnico se consideró que el proyecto "Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento", se clasifica como Obra Nueva, siendo que corresponde a una modificación de instalaciones existentes.</p>	<p>Se debe modificar la clasificación del proyecto a Obra de Ampliación del sistema A y asignarla a cada uno de sus respectivos propietarios.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento", numeral 4.2.1 del sistema A del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017, esta Comisión no puede acceder a lo solicitado por la empresa, en base a lo establecido en el inciso segundo del artículo N° 89 de la Ley General de Servicios Eléctricos, que dispone que "Se entenderá por obras nuevas aquellas líneas o subestaciones eléctricas <b>que no existen</b> y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico (el destacado es nuestro)".</p> <p>Dado que el proyecto en cuestión consiste en la construcción de instalaciones que no existen actualmente, esta Comisión no cambiará de clasificación de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
13	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 16</p> <p>Nueva SE Alto Molle 110/13,8kV de 30MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró que este proyecto no se justifica en base a criterios de suficiencia. No obstante, esta inversión fue propuesta por CGE para evitar pérdidas de suministro prolongado ante contingencia del único transformador de SE Alto Hospicio y la LT 1x110 kV Cóndores-Alto Hospicio-Cerro Dragón.</p> <p>Respecto de los motivos de no recomendación, hacemos presente que se debe corregir la evaluación económica incorporando un análisis de confiabilidad marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad por suficiencia.</p> <p>Para mayor detalle de la justificación técnica se adjunta el documento "PE17-04 Nueva LT y SE Alto Molle" enviado por CGE en carta GG-195/2017.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "Nueva SE Alto Molle 110/13,8kV de 30MVA", lo que permitirá mejorar la calidad del sistema y recuperar el suministro de los clientes en caso que una falla deje indisponible el único transformador de la subestación Alto Hospicio.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "Nueva SE Alto Molle 110/13,8kV de 30MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficios del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se hace presente que el proyecto fue evaluado por suficiencia y seguridad, considerando para dichos efectos un tiempo máximo de desconexión de instalaciones de transmisión de 45 horas promedio anual, en una ventana móvil de cinco años por concepto de indisponibilidad forzada, con una frecuencia máxima anual de una desconexión. De dichos análisis no se obtuvieron beneficios que justificaran la inclusión del proyecto. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
14	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 19</p> <p>LT 1x110kV Cóndores-Alto Hospicio: Nueva LT</p>	<p>En el informe técnico se consideró que este proyecto no se justifica en base a criterios de suficiencia. No obstante, esta inversión fue propuesta por CGE para respaldar las subestaciones Alto Hospicio y Cerro Dragón ante contingencias de la LT 1x110 kV Cóndores - Alto Hospicio - Cerro Dragón.</p> <p>Respecto de los motivos de no recomendación, hacemos presente que se debe corregir la evaluación económica incorporando un análisis de confiabilidad</p>	<p>Se propone incorporar el proyecto "LT 1x110kV Cóndores-Alto Hospicio: Habilitar segundo circuito" considerando criterios de confiabilidad.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "LT 1x110kV Cóndores-Alto Hospicio: Nueva LT", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal A del presente plan de expansión, toda vez que el análisis de seguridad mediante CFCD no muestra beneficios para el sistema.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de por suficiencia.</p> <p>Para mayor detalle de la justificación técnica se adjunta el documento "PE17-02 LT Cóndores-Alto Hospicio" enviado por CGE en carta GG-193/2017.</p>		<p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra "LT 1x110kV Cóndores-Alto Hospicio: Nueva LT" al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
15	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 20</p> <p>LT 1x110kV Esmeralda – Centro: Nueva LT 1x110kV Esmeralda - Centro.</p>	<p>En el informe técnico se consideró que este proyecto no se justifica en base a criterios de suficiencia. No obstante, esta inversión fue propuesta por CGE para respaldar la subestación Centro (que representa el 50% del total de la demanda de la ciudad de Antofagasta) ante contingencias de la LT 1x110 kV Esmeralda - Centro.</p> <p>Respecto de los motivos de no recomendación, hacemos presente que se debe corregir la evaluación económica incorporando un análisis de confiabilidad marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de por suficiencia.</p> <p>Para mayor detalle de la justificación técnica se adjunta el documento "PE17-08 Nueva LT 1x110kV Esmeralda-Centro" enviado por CGE en carta GG-193/2017.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "Nueva LT 1x110kV Esmeralda - Centro", considerando criterios de confiabilidad.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "LT 1x110kV Esmeralda – Centro: Nueva LT 1x110kV Esmeralda - Centro", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal A del plan de expansión, toda vez que el análisis de seguridad mediante CFCD no muestra beneficios para el sistema.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra "LT 1x110kV Esmeralda – Centro: Nueva LT 1x110kV Esmeralda - Centro." al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
16	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 23</p> <p>SE Alto del Carmen: Instalación nuevo transformador 110/13,8kV 10MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "SE Alto del Carmen: Instalación nuevo transformador 110/13,8kV 10MVA" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</li> <li>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</li> <li>(3) Se debe considerar que las 45 horas de indisponibilidad incluidas en la evaluación no son representativas de las horas efectivas de indisponibilidad ante falla del equipo principal, debiendo incluirse al menos los tiempos de traslado, armado y</li> </ol>	<p>Se debe incorporar el proyecto "SE Alto del Carmen: Instalación nuevo transformador 110/13,8kV 10MVA", considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "SE Alto del Carmen: Instalación nuevo transformador 110/13,8kV 10MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, indica que el proyecto fue evaluado por suficiencia y seguridad, considerando para dichos efectos un tiempo máximo de desconexión de instalaciones de transmisión de 45 horas promedio anual en una ventana móvil de cinco años por concepto de indisponibilidad forzada, con una frecuencia máxima anual de una desconexión. De dichos análisis, no se obtuvieron beneficios que justificaran la inclusión del proyecto en el plan de expansión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>permisos viales necesarios en el caso que se requiera un equipo ubicado en otra subestación.</p> <p>En el caso específico de la Subestación Alto del Carmen, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>		
17	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 25</p> <p>SE El Edén: Instalación nuevo transformador 110/13,8kV 15MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto “SE El Edén: Instalación nuevo transformador 110/13,8kV 15MVA” debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</li> <li>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</li> <li>(3) Se debe considerar que las 45 horas de indisponibilidad incluidas en la evaluación no son representativas de las horas efectivas de indisponibilidad ante falla del equipo principal, debiendo incluirse al menos los tiempos de traslado, armado y permisos viales necesarios en el caso que se requiera un equipo ubicado en otra subestación.</li> </ol> <p>En el caso específico de la Subestación El Edén, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto “SE El Edén: Instalación nuevo transformador 110/13,8kV 15MVA”, considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra “SE El Edén: Instalación nuevo transformador 110/13,8kV 15MVA”, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo Al respecto, indica que el proyecto fue evaluado por suficiencia y seguridad, considerando para dichos efectos un tiempo máximo de desconexión de instalaciones de transmisión de 45 horas promedio anual en una ventana móvil de cinco años por concepto de indisponibilidad forzada, con una frecuencia máxima anual de una desconexión. De dichos análisis, no se obtuvieron beneficios que justificaran la inclusión del proyecto en el plan de expansión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
18	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 26</p> <p>SE Plantas: Instalación nuevo transformador 110/13,8kV 30MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto “SE Plantas: Instalación nuevo transformador 110/13,8kV 30MVA” debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario</li> </ol>	<p>Se debe incorporar el proyecto “SE Plantas: Instalación nuevo transformador 110/13,8kV 30MVA” en las obras de Ampliación del sistema B del Plan de Expansión Zonal, considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra “SE Plantas: Instalación nuevo transformador 110/13,8kV 30MVA”, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se hace presente que la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCD, no incluye la perpetuidad. Asimismo, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</p> <p>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</p> <p>En el caso específico de la Subestación Plantas, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>		<p>Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
19	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 27</p> <p>SE Los Loros: Instalación un nuevo transformador 110/23kV 30MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "SE Los Loros: Instalación un nuevo transformador 110/23kV 30MVA" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <p>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</p> <p>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</p> <p>En el caso específico de la Subestación Los Loros, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "SE Los Loros: Instalación un nuevo transformador 110/23kV 30MVA" en las obras de Ampliación del sistema B del Plan de Expansión Zonal, considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "SE Los Loros: Instalación un nuevo transformador 110/23kV 30MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se hace presente que la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCD, no incluye la perpetuidad. Asimismo, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
20	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 28</p> <p>SE Caldera: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "SE Caldera: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15MVA" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <p>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</p> <p>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "SE Caldera: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15MVA" en las obras de Ampliación del sistema B del Plan de Expansión Zonal, considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "SE Caldera: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. . Al respecto, se hace presente que la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCD, no incluye la perpetuidad. Asimismo, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>En el caso específico de la Subestación Caldera, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>		<p>Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
21	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 30 SE Damascal 110/23kV : Nueva SE Damascal 110/23kV de 30MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto “Nueva SE Damascal 110/23kV de 30MVA” debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</li> <li>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</li> </ol> <p>En el caso específico de la Subestación Damascal, se debe considerar en el análisis de confiabilidad, el respaldo que se le otorga al transformador de subestación Marquesa y a la LT 1x66 kV Pan de Azúcar-Marquesa.</p> <p>La corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto “SE Damascal 110/23kV: Nueva SE Damascal 110/23kV de 30MVA”, en las obras de Ampliación del sistema B del Plan de Expansión Zonal, considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra “Nueva SE Damascal 110/23kV de 30MVA”, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo, considerando el costo de falla por salida intempestiva de la línea y el transformador en Marquesa. Al respecto, esta Comisión no detectó beneficios económicos en el horizonte de evaluación a causa de la inclusión del proyecto indicado. Se hace presente además que en la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCD, no se incluye la perpetuidad para efectos de dicha evaluación. Por último, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
22	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 31 SE Vicuña: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto “SE Vicuña: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15MVA” debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</li> <li>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</li> </ol> <p>En el caso específico de la Subestación Vicuña, la corrección de los elementos señalados hace</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto “SE Vicuña: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15MVA”, en las obras de Ampliación del sistema B del Plan de Expansión Zonal, considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra “SE Vicuña: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15MVA”, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se hace presente que la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCD, no incluye la perpetuidad. Asimismo, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.		Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
23	Anexo 1 Tabla 105 punto 32 SE Socos: Nueva SE Socos 220/110kV 75MVA	En el informe técnico, se determinó que este proyecto no se justifica debido a la evaluación económica. Esta inversión fue propuesta por CGE para tener un nuevo punto de apoyo en el sistema de 110kV, que actualmente recibe inyecciones desde las Subestaciones Pan de Azúcar y Los Vilos. Estas últimas se encuentran conectadas por una red de 300 km de 110 kV.  Para mayor detalle de la justificación técnica se adjunta el documento "PE17-20 SE Socos" enviado por CGE en carta GG-193/2017.	Se debe incorporar el proyecto "SE Socos: Nueva SE Socos 220/110kV 75MVA y 110/23kV 30 MVA" que permitirá dar apoyo a la red de 110kV entre las subestaciones Pan de Azúcar y Los Vilos.	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "SE Socos: Nueva SE Socos 220/110kV 75MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo, considerando para ello la evaluación económica que se ha establecido en el numeral 6.4.5 del Informe Técnico Preliminar, realizada de acuerdo a lo señalado en la Resolución Exenta N° 711. De los resultados de dicha evaluación, no se advirtieron beneficios económicos en el horizonte de evaluación que permitieran justificar la necesidad de la obra.  Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
24	Anexo 1 Tabla 105 punto 33 SE Illapel: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15MVA	En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "SE Illapel: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15MVA" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:  (1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.  (2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.  En el caso específico de la Subestación Illapel, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.	Se debe incorporar el proyecto "SE Illapel: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15MVA", en las obras de Ampliación del sistema B del Plan de Expansión Zonal, considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.	Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra Proyecto "SE Illapel: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, y conforme a los antecedentes adicionales presentados por la empresa, se ha concluido que la solicitud presentada resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión zonal del presente plan de expansión, toda vez que ello permite cumplir con los requerimientos de suficiencia a los consumos de la zona.  Conforme lo anterior, esta Comisión, incorporará el nuevo proyecto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017.
25	Anexo 1 Tabla 105 punto 34 Nueva SE La Ligua 110/23kV de 30MVA	En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "Nueva SE La Ligua 110/23kV de 30MVA" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:  (1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.	Se debe incorporar el proyecto "Nueva SE La Ligua 110/23kV de 30MVA", considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.	Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "Nueva SE La Ligua 110/23kV de 30MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se hace presente que la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCO, no incluye la perpetuidad. Asimismo, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia,

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</p> <p>(3) Se debe considerar que las 45 horas de indisponibilidad incluidas en la evaluación no son representativas de las horas efectivas de indisponibilidad ante falla del equipo principal, debiendo incluirse al menos los tiempos de traslado, armado y permisos viales necesarios en el caso que se requiera un equipo ubicado en otra subestación.</p> <p>En el caso específico de la Subestación La Ligua, se debe considerar en el análisis de confiabilidad, el respaldo que se le otorga a los transformadores de las subestaciones Quínquimo y Cabildo y a la LT 1x110 kV La Ligua-Cabildo.</p> <p>La corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>		<p>toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
26	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 78</p> <p>SE Nos: Nueva 110/23kV 30MVA y 110/12kV 50MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró que este proyecto no se justifica debido a la evaluación realizada del costo de falla de corta duración. No obstante, esta inversión fue propuesta por CGE para mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema, optimizando la distribución mediante nuevos alimentadores debido a que las subestaciones San Bernardo y Las Acacias presentan un alto nivel de congestión para la salida de nuevos alimentadores para atender los incrementos de demanda de la zona.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "SE Nos: Nueva 110/23kV 30MVA y 110/12kV 50MVA" con la finalidad de optimizar el sistema de distribución mediante nuevos alimentadores y atender incrementos de demanda.</p>	<p>No se acoge la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "Nueva SE Nos 110/23kV 30MVA y 110/12kV 50MVA". Esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento asociado al proyecto "Nueva SE Nos 110/23kV 30MVA y 110/12kV 50MVA", en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Concluyendo que no se advierten inconvenientes en la adecuación de las SSEE San Bernardo y Las Acacias para la inclusión de nuevos alimentadores, por lo cual, el proyecto Nueva SE Nos no sería necesario para los efectos indicados en la observación. Adicionalmente, de acuerdo a los antecedentes de demanda que dispone esta Comisión, no se visualiza la necesidad de proponer un nuevo punto de retiro en el sistema en esa zona.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no hará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
27	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 87</p> <p>SE María Pinto: Nueva Subestación 110/13,8kV 15MVA</p>	<p>El análisis descrito en el Informe Técnico para evaluar esta inversión, determinó que este proyecto no se requiere en el sistema. No obstante, esta inversión fue propuesta por CGE para reducir la extensión de los alimentadores María Pinto y Lolenco de longitudes superiores a los 72 km y 85 km, respectivamente.</p>	<p>Se propone incorporar el proyecto "Nueva SE María Pinto 110/13,2kV de 15MVA y LT 1x110kV Bollenar - Nueva María Pinto de 12km".</p>	<p>No se acoge la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE). En cuanto a la presente observación, referida a la obra N° 87 "SE María Pinto: Nueva Subestación 110/13,8kV 15MVA", esta Comisión ha establecido para la redundancia de los sistemas de transmisión zonal una metodología de análisis por CFCD, que utiliza diversos antecedentes disponibles por la Comisión, tales como crecimientos de demanda, respaldo a través de instalaciones de transmisión zonal, fallas informadas por la SEC, que no se deben a fallas de maniobras en la operación de instalaciones adyacentes o a falta de mantenimiento. En conformidad a lo anterior, el proyecto ya fue analizado y no se encontraron beneficios para el sistema.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.
28	Anexo 1 Tabla 105 punto 90 SE Chimbarongo: Instalación nuevo transformador 66/15kV 15MVA	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "SE Chimbarongo: Instalación nuevo transformador 66/15kV 15MVA" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</li> <li>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</li> <li>(3) Se debe considerar que las 45 horas de indisponibilidad incluidas en la evaluación no son representativas de las horas efectivas de indisponibilidad ante falla del equipo principal, debiendo incluirse al menos los tiempos de traslado, armado y permisos viales necesarios en el caso que se requiera un equipo ubicado en otra subestación.</li> </ol> <p>En el caso específico de la Subestación Chimbarongo, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>	Se debe incorporar el proyecto "SE Chimbarongo: Instalación nuevo transformador 66/15kV 15MVA", considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "SE Chimbarongo: Instalación nuevo transformador 66/15kV 15MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se hace presente que la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCD, no incluye la perpetuidad. Asimismo, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
29	Anexo 1 Tabla 105 punto 94 Nueva LT 1x66kV Quinta de Tilcoco-Loreto (Butte)	<p>En el informe técnico se consideró que este proyecto no se justifica debido a la evaluación realizada del costo de falla de corta duración. No obstante, esta inversión fue propuesta por CGE para evitar pérdidas de suministro prolongadas como las registradas producto de robo de conductor, impacto de maquinaria industrial y caída de árboles, entre otros, que afecten la LT Malloa-Quinta de Tilcoco o LT Punta de Cortés-Lo Miranda-Loreto. Para mayor detalle de la justificación técnica se adjunta el documento "PE17-32 Nueva LT Quinta-Loreto" enviado por CGE en carta GG-192/2017.</p>	Se debe incorporar el proyecto "Nueva LT 1x66kV Quinta de Tilcoco-Loreto", lo que permitirá recuperar el suministro de los clientes en caso pérdidas de suministro prolongadas en las líneas LT Malloa-Quinta de Tilcoco o LT Punta de Cortés-Lo Miranda-Loreto.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "LT 1x66kV Quinta de Tilcoco – Loreto", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, toda vez que el análisis por CFCD mostró que de la inclusión de la obra no se obtienen beneficios económicos para el sistema.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra LT 1x66kV Quinta de Tilcoco - Loreto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
30	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 95</p> <p>SE Chumaquito: Instalación nuevo transformador 66/15kV de 30MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "SE Chumaquito: Instalación nuevo transformador 66/15kV 30MVA" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</li> <li>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</li> <li>(3) Se debe considerar que las 45 horas de indisponibilidad incluidas en la evaluación no son representativas de las horas efectivas de indisponibilidad ante falla del equipo principal, debiendo incluirse al menos los tiempos de traslado, armado y permisos viales necesarios en el caso que se requiera un equipo ubicado en otra subestación.</li> </ol> <p>En el caso específico de la Subestación Chumaquito, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto " SE Chumaquito: Instalación nuevo transformador 66/15kV 30MVA ", considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "SE Chumaquito: Instalación nuevo transformador 66/15kV 30MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se hace presente que la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCD, no incluye la perpetuidad. Asimismo, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
31	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 96</p> <p>SE Hualte: Instalación nuevo transformador 66/33kV 15MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "SE Hualte: Instalación nuevo transformador 66/33kV 15MVA" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</li> <li>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</li> <li>(3) Se debe considerar que las 45 horas de indisponibilidad incluidas en la evaluación</li> </ol>	<p>Se debe incorporar el proyecto "SE Hualte: Instalación nuevo transformador 66/33kV 15MVA", considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "SE Hualte: Instalación nuevo transformador 66/33kV 15MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se hace presente que la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCD, no incluye la perpetuidad. Asimismo, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>no son representativas de las horas efectivas de indisponibilidad ante falla del equipo principal, debiendo incluirse al menos los tiempos de traslado, armado y permisos viales necesarios en el caso que se requiera un equipo ubicado en otra subestación.</p> <p>En el caso específico de la Subestación Hualte, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>		<p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
32	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 97 SE Quella 66/13,8kV 15MVA: Construcción nueva subestación</p>	<p>El análisis descrito en el Informe Técnico para evaluar esta inversión, determinó que este proyecto no se requiere en el sistema. No obstante, esta inversión fue propuesta por CGE para reducir la extensión del alimentador Quella de longitud superior a los 490 km.</p>	<p>Se propone incorporar el proyecto "Nueva SE Quella 66/13,8kV de 15 MVA".</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra N°97 "SE Quella 66/13,8kV 15MVA: Construcción nueva subestación", esta Comisión ha establecido para la redundancia de los sistemas de transmisión zonal una metodología de análisis por CFCD que utiliza diversos antecedentes disponibles por la Comisión, tales como crecimientos de demanda, respaldo a través de instalaciones de transmisión zonal, fallas informadas por la SEC que no se deben a fallas de maniobras en la operación de instalaciones adyacentes o a falta de mantenimiento. En conformidad a lo anterior, el proyecto ya fue analizado y no se encontraron beneficios para el sistema.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
33	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 98 SE Chiguayante: Instalación nuevo transformador 66/15kV 15MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "SE Chiguayante: Instalación nuevo transformador 66/15kV 15MVA" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</li> <li>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</li> <li>(3) Se debe considerar que las 45 horas de indisponibilidad incluidas en la evaluación no son representativas de las horas efectivas de indisponibilidad ante falla del equipo principal, debiendo incluirse al menos los tiempos de traslado, armado y</li> </ol>	<p>Se debe incorporar el proyecto "SE Chiguayante: Instalación nuevo transformador 66/15kV 15MVA", considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "SE Chiguayante: Instalación nuevo transformador 66/15kV 15MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se hace presente que la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCD, no incluye la perpetuidad. Asimismo, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>permisos viales necesarios en el caso que se requiera un equipo ubicado en otra subestación.</p> <p>En el caso específico de la Subestación Chiguayante, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>		
34	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 99</p> <p>Hualañé: Instalación nuevo transformador 66/13,8kV 5MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto “Hualañé: Instalación nuevo transformador 66/13,8kV 5MVA” debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</li> <li>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</li> <li>(3) Se debe considerar que las 45 horas de indisponibilidad incluidas en la evaluación no son representativas de las horas efectivas de indisponibilidad ante falla del equipo principal, debiendo incluirse al menos los tiempos de traslado, armado y permisos viales necesarios en el caso que se requiera un equipo ubicado en otra subestación.</li> </ol> <p>En el caso específico de la Subestación Hualañé, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto “SE Hualañé: Instalación nuevo transformador 66/13,8kV 5MVA”, considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra “Hualañé: Instalación nuevo transformador 66/13,8kV 5MVA”, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se hace presente que la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCD, no incluye la perpetuidad. Asimismo, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
35	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 107</p> <p>SE Monterrico: Instalación nuevo transformador 154/66kV 75MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto “SE Monterrico: Instalación nuevo transformador 154/66kV 75MVA” debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario</li> </ol>	<p>Se debe incorporar el proyecto “SE Monterrico: Instalación nuevo transformador 154/66kV 75MVA”, en las obras de Ampliación del sistema E del Plan de Expansión Zonal, considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra “SE Monterrico: Instalación nuevo transformador 154/66kV 75MVA”, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se ha concluido que la solicitud presentada resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión zonal del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017, toda vez que ello permita dar seguridad</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</p> <p>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</p> <p>En el caso específico de la Subestación Monterrico, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>		<p>a la zona y su evaluación económica mediante CFCD arrojó como resultado que el proyecto trae beneficios al sistema.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, incorporará la obra "SE Monterrico: Instalación nuevo transformador 154/66kV 75MVA" al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017</p>
36	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 108</p> <p>LT 1x66kV Monterrico-Cocharcas: Aumento de Capacidad (Cairo)</p>	<p>En el informe técnico se consideró que este proyecto no se justifica en base a criterios de suficiencia. No obstante, esta inversión fue propuesta por CGE para respaldar las subestaciones San Carlos, EFE y San Gregorio ante contingencia de la LT 1x66 kV Parral-San Gregorio.</p> <p>Respecto de los motivos de no recomendación, hacemos presente que se debe corregir el análisis económico incorporando un análisis de confiabilidad marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de por suficiencia.</p> <p>Para mayor detalle de la justificación técnica se adjunta el documento "PE17-42 LT Monterrico - Cocharcas" enviado por CGE en carta GG-192/2017.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "LT 1x66kV Monterrico-Cocharcas: Aumento de Capacidad".</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "LT 1x66kV Monterrico-Cocharcas: Aumento de Capacidad", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del plan de expansión, toda vez que el análisis por CFCD mostró que no es necesaria la incorporación de la obra por seguridad, debido a que la línea de transmisión 1x66 kV Parral - San Carlos presenta una baja indisponibilidad.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra LT 1x66kV Monterrico-Cocharcas: Aumento de Capacidad en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
37	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 115</p> <p>SE Cumpeo-LT Camarico-Cumpeo: Nueva SE Cumpeo 66/15kV de 15MVA – Nueva LT1x66kV Camarico-Cumpeo</p>	<p>El análisis descrito en el Informe Técnico para evaluar esta inversión, determinó que este proyecto no se requiere en el sistema. No obstante, esta inversión fue propuesta por CGE para reducir la extensión de los alimentadores Rio Claro, Radal y Camarico, hoy de longitudes superiores a los 210 km, 140 km y 400 km, respectivamente.</p>	<p>Se propone incorporar el proyecto "Nueva SE Cumpeo 66/15kV de 15MVA".</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra N°115 "SE Cumpeo-LT Camarico-Cumpeo: Nueva SE Cumpeo 66/15kV de 15MVA – Nueva LT1x66kV Camarico-Cumpeo", esta Comisión ha establecido para la redundancia de los sistemas de transmisión zonal una metodología de análisis por CFCD, que utiliza diversos antecedentes disponibles por la Comisión, tales como crecimientos de demanda, respaldo a través de instalaciones de transmisión zonal, fallas informadas por la SEC que no se deben a fallas de maniobra en la operación de instalaciones adyacentes o a falta de mantenimiento. En conformidad a lo anterior, el proyecto ya fue analizado y no se encontraron beneficios para el sistema.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
38	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 116</p> <p>SE Chanco-LT La Vega-Chanco: Nueva SE Chanco 66/23kV 15 MVA – Nueva</p>	<p>El análisis descrito en el Informe Técnico para evaluar esta inversión, determinó que este proyecto no se requiere en el sistema. No obstante, esta inversión fue propuesta por CGE para reducir la extensión del alimentador Ruiles, de longitud superior a los 420 km.</p>	<p>Se propone incorporar el proyecto "Nueva SE Chanco 66/23kV de 15MVA"</p>	<p>Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra N°116 "SE Chanco-LT La Vega-Chanco: Nueva SE Chanco 66/23kV 15 MVA – Nueva LT 1x66kV La Vega-Chanco", esta Comisión ha establecido para la redundancia de los sistemas de transmisión zonal una metodología de análisis por CFCD, que utiliza diversos antecedentes disponibles por la Comisión, tales como crecimientos de demanda, respaldo a través de</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	LT 1x66kV La Vega-Chanco			<p>instalaciones de transmisión zonal, fallas informadas por la SEC que no se deben a fallas de maniobras en la operación de instalaciones adyacentes o a falta de mantenimiento. En conformidad a lo anterior, el proyecto ya fue analizado y no se encontraron beneficios para el sistema.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
39	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 117</p> <p>SE Vilches-LT1 Chiburgo – Vilches: Nueva SE Vilches 66/13,8kV 15MVA – Nueva LT1x66kV Chiburgo-Vilches</p>	<p>El análisis descrito en el Informe Técnico para evaluar esta inversión, determinó que este proyecto no se requiere en el sistema. No obstante, esta inversión fue propuesta por CGE para reducir la extensión de los alimentadores El Bolsico y Vilches que actualmente tienen longitudes superiores a los 320 km y 318 km, respectivamente.</p>	<p>Se propone incorporar el proyecto “Nueva SE Vilches 66/13,8kV de 15MVA”.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra N°117 "SE Vilches-LT1 Chiburgo - Vilches: Nueva SE Vilches 66/13,8kV 15MVA - Nueva LT1x66kV Chiburgo-Vilches", esta Comisión ha establecido para la redundancia de los sistemas de transmisión zonal una metodología de análisis por CFCD, que utiliza diversos antecedentes disponibles por la Comisión, tales como crecimientos de demanda, respaldo a través de instalaciones de transmisión zonal, fallas informadas por la SEC que no se deben a fallas de maniobras en la operación de instalaciones adyacentes o a falta de mantenimiento. En conformidad a lo anterior, el proyecto ya fue analizado y no se encontraron beneficios para el sistema.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
40	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 118</p> <p>LT 1x66kV Coronel-Arenas Blancas: Refuerzo de la LT 1x66kV.</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto “LT 1x66kV Coronel-Arenas Blancas: Refuerzo de la LT 1x66kV” debido a que este proyecto no se justifica en base a criterios de suficiencia hasta el año 2026. Al respecto, hacemos presente que según los análisis realizados por CGE, dicha línea se encuentra actualmente con una cargabilidad por sobre el 90%. Para mayor detalle de la justificación técnica se adjunta el documento "PE17-48 LT Coronel - Arenas Blancas" enviado por CGE en carta GG-192/2017.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto “LT 1x66kV Coronel-Arenas Blancas: Refuerzo de la LT 1x66kV”.</p>	<p>No se acoge la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE). Esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento asociado a la obra “LT 1x66kV Coronel-Arenas Blancas: Refuerzo de la LT 1x66kV”, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del plan de expansión, toda vez que no se observan problemas de suficiencia al año 2023 y el análisis por CFCD mostró que no es necesaria la incorporación de la obra por seguridad, toda vez que las líneas de transmisión 1x66 kV Tap Loma Colorada - Loma Colorada y 2x66 kV Concepción - Coronel presentan una baja indisponibilidad.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra LT 1x66kV Coronel-Arenas Blancas: Refuerzo de la LT 1x66kV en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
41	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 121</p> <p>LT Coronel-Horcones: Refuerzo de la LT 1x66kV</p>	<p>En el informe técnico se consideró que este proyecto no se justifica en base a criterios de suficiencia. No obstante, esta inversión fue propuesta por CGE para respaldar las subestaciones Enacar, Lota y Horcones ante contingencia de la LT la LT Coronel-El Manco 66 kV.</p> <p>Respecto de los motivos de no recomendación, hacemos presente que se debe corregir el análisis económico incorporando un análisis de confiabilidad marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de por suficiencia.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto “LT 1x66kV Coronel-Horcones: Aumento de Capacidad en el tramo Lota-Horcones”.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra “LT Coronel-Horcones: Refuerzo de la LT 1x66kV”, esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, y conforme a los nuevos antecedentes presentados por el observante, ha concluido que la solicitud presentada resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del plan de expansión, toda vez que, aunque no se observan problemas de suficiencia en el tramo hasta el año 2029, del análisis por CFCD se obtienen como resultado beneficios económicos que justifican la realización de la obra, otorgando seguridad a las subestaciones Tres Pinos, Cañete y Lebu.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		Para mayor detalle de la justificación técnica se adjunta el documento "PE17-49 Refuerzo Lota-Horcones" enviado por CGE en carta GG-192/2017.		Conforme lo anterior, esta Comisión, incluirá la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017.
42	Anexo 1 Tabla 105 punto 126 SE Parral: Instalación un nuevo transformador 154/66kV 75MVA	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "SE Parral: Instalación un nuevo transformador 154/66kV 75MVA" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</li> <li>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</li> </ol> <p>En el caso específico de la Subestación Parral, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>	Se debe incorporar el proyecto "SE Parral: Instalación un nuevo transformador 154/66kV 75MVA", en las obras de Ampliación del sistema E del Plan de Expansión Zonal, considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "SE Parral: Instalación un nuevo transformador 154/66kV 75MVA", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del plan de expansión, toda vez que hasta el año 2023 no se presentan problemas de suficiencia en la zona, pudiendo hacerse transferencias de consumos de Retiro y Longaví a S/E Linares, y a partir del año 2023, el transformador 154/66 kV de S/E Parral contará con criterio N-1 gracias a la puesta en servicio del transformador 220/66 kV, 90 MVA, en S/E Nueva Cauquenes.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra SE Parral: Instalación un nuevo transformador 154/66kV 75MVA en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
43	Anexo 1 Tabla 105 punto 137 LT Portezuelo - Marchigüe 1x66 kV: Aumento de capacidad de transmisión con cambio de conductor AAAC Cairo a ACCC Helsinki	En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "LT Portezuelo - Marchigüe 1x66 kV: Aumento de capacidad de transmisión con cambio de conductor AAAC Cairo a ACCC Helsinki" debido a que no se requiere en el sistema a mediano plazo. Al respecto, hacemos presente que según los análisis realizados por CGE, dicha línea se encuentra actualmente con una cargabilidad por sobre el 85%.	Se debe incorporar el proyecto "LT Portezuelo - Marchigüe 1x66 kV: Aumento de capacidad de transmisión con cambio de conductor AAAC Cairo a ACCC Helsinki".	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "LT Portezuelo - Marchigüe 1x66 kV: Aumento de capacidad de transmisión", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del plan de expansión, toda vez que la línea en cuestión tiene suficiencia hasta el año 2028, considerando su capacidad a 35° C con sol.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra LT Portezuelo - Marchigüe 1x66 kV: Aumento de capacidad de transmisión en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
44	Anexo 1 Tabla 105 punto 140 LT Temuco-Pumahue N°1: Refuerzo de la LT 1x66kV.	<p>En el informe técnico se consideró que este proyecto no se justifica ya que existiría cumplimiento del criterio N-1 hasta el año 2024.</p> <p>No obstante, según los análisis realizados por CGE, actualmente no es factible dar suministro mediante la LT Temuco-Pumahue N°1 (conductor Cu 2/0) a los clientes de las subestaciones Pumahue, Chivilcán, Las Encinas y eventualmente Padre Las Casas ante fallas</p>	Se debe incorporar el proyecto "LT Temuco-Pumahue N°1-66kV: Aumento de Capacidad".	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE, asociada a la obra "LT Temuco-Pumahue N°1: Refuerzo de la LT 1x66kV", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, ha concluido que la solicitud presentada no resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del plan de expansión, toda vez que se deben considerar todas las expansiones en la zona, tales como las modificaciones al patio de 66 kV de la S/E Padre Las Casas, con puesta en servicio el año 2021, que seccionará completamente la línea 2x66 kV

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>en la LT Temuco-Pumahue N°2 (conductor Cu 500MCM).</p>		<p>Temuco - Loncoche y conectará la línea 1x66 kV Las Encinas - Padre Las Casas, formando un anillo en 66 kV para el consumo de la ciudad de Temuco. Con esto, se tendrá el respaldo necesario para abastecer la demanda máxima de la zona ante contingencias en el circuito 1 de la línea 2x66 kV Temuco - Pumahue hasta el año 2024. Cabe destacar que la fecha de puesta en servicio de la Ampliación en S/E Padre Las Casas coincide con la fecha estimada de puesta en servicio de la obra propuesta.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará la obra LT Temuco-Pumahue N°1: Refuerzo de la LT 1x66kV en el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
45	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 141 SE Gorbea: Instalación nuevo transformador 66/23kV 10MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "SE Gorbea: Instalación nuevo transformador 66/23kV 10MVA" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</li> <li>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</li> <li>(3) Se debe considerar que las 45 horas de indisponibilidad incluidas en la evaluación no son representativas de las horas efectivas de indisponibilidad ante falla del equipo principal, debiendo incluirse al menos los tiempos de traslado, armado y permisos viales necesarios en el caso que se requiera un equipo ubicado en otra subestación.</li> </ol> <p>En el caso específico de la Subestación Gorbea, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "SE Gorbea: Habilitar un nuevo transformador 66/23 kV de 15 MVA", considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE). Esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento asociado a la obra "SE Gorbea: Instalación nuevo transformador 66/23kV 10MVA", en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se hace presente que la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCD, no incluye la perpetuidad. Asimismo, cabe señalar que la materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
46	<p>Anexo 1 Tabla 105 punto 142 SE Pucón: Instalación nuevo transformador 66/23kV 30MVA</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "SE Pucón: Instalación nuevo transformador 66/23kV 30MVA" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que en dicha evaluación se debe corregir lo siguiente:</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "SE Pucón: Instalación nuevo transformador 66/23kV 30MVA", considerando que la correspondiente evaluación económica así lo justifica.</p>	<p>No se acoge la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE). Esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento asociado a la obra "SE Pucón: Instalación nuevo transformador 66/23kV 30MVA", en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, se hace presente que la metodología de evaluación económica de los proyectos por la vía de análisis de seguridad mediante CFCD, no incluye la perpetuidad. Asimismo, cabe señalar que la materia observada forma</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(1) El análisis económico de confiabilidad debe ser marginal con respecto al escenario base, que debe considerar la ampliación de la capacidad de transformación por suficiencia.</p> <p>(2) Se debe incluir el valor residual de los equipos en el último año de la evaluación económica.</p> <p>(3) Se debe considerar que las 45 horas de indisponibilidad incluidas en la evaluación no son representativas de las horas efectivas de indisponibilidad ante falla del equipo principal, debiendo incluirse al menos los tiempos de traslado, armado y permisos viales necesarios en el caso que se requiera un equipo ubicado en otra subestación.</p> <p>En el caso específico de la Subestación Pucón, la corrección de los elementos señalados hace Recomendable este proyecto, tal como se observa en el anexo A, donde se adjunta la evaluación económica corregida.</p>		<p>parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
47	LT 1x66kV Lihueimo-Paniahue: Aumento de Capacidad	<p>En el informe técnico, no se encuentra mencionado el proyecto "LT 1x66kV Lihueimo-Paniahue: Aumento de Capacidad" en las obras de ampliación del sistema E del plan de expansión del sistema de transmisión zonal, ni en la tabla 105 del punto 9.1 de proyectos no recomendados. Al respecto, hacemos presente que según los análisis realizados por CGE, dicha línea se encuentra actualmente con una cargabilidad por sobre el 85%. Para mayor detalle de la justificación técnica se adjunta el documento "PE17-25 LT Lihueimo-Paniahue" enviado por CGE en carta GG-192/2017.</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "LT 1x66kV Lihueimo-Paniahue: Aumento de Capacidad"</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la obra "LT 1x66kV Lihueimo-Paniahue: Aumento de Capacidad", esta Comisión ha revisado la consistencia del requerimiento, en términos del objetivo y beneficio del proyecto para el sistema, su valorización, y plazo constructivo. Al respecto, y conforme a los nuevos antecedentes presentados por el observante, ha concluido que la solicitud presentada resulta pertinente en cuanto a la inclusión de la obra de ampliación al conjunto de expansiones de transmisión del sistema zonal E del plan de expansión, toda vez que, aunque no se observan problemas de suficiencia en el tramo hasta el año 2027, el análisis de seguridad por CFCO justifica la realización de la obra, obteniéndose beneficios económicos para el sistema, y otorgándose seguridad a las subestaciones Placilla y Nancagua.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, incorporará la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017.</p>
48	Nueva SE Marchigüe 220/66kV de 75MVA y LT 1x220kV Rapel-Nueva Marchigüe	<p>En el informe técnico, no se encuentra mencionado el proyecto "Nueva SE Marchigüe 220/66kV de 75MVA y LT 1x220kV Rapel-Nueva Marchigüe" en las obras de ampliación del sistema E del plan de expansión del sistema de transmisión zonal, ni en la tabla 105 del punto 9.1 de proyectos no recomendados. Al respecto, hacemos presente que según los análisis realizados por CGE, este proyecto permite disminuir las transferencias por la LT Portezuelo - Marchigüe</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "Nueva SE Marchigüe 220/66kV de 75MVA y LT 1x220kV Rapel-Nueva Marchigüe"</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por las empresas Elecda, Emelari y Eliqsa (Grupo CGE), asociada a la incorporación del proyecto "Nueva SE Marchigüe 220/66kV de 75MVA y LT 1x220kV Rapel-Nueva Marchigüe", esta Comisión ha revisado los antecedentes presentados por la empresa y ha evaluado la factibilidad de la ejecución del proyecto en los puntos de conexión propuestos. En base a lo anterior, se visualizan problemas de acceso para la conexión de una nueva línea 1x220 kV en la S/E Rapel, tanto por la ubicación como por las alternativas de expansión de la propia subestación que permitan la conexión de la nueva línea. En este sentido, esta Comisión evaluará en el siguiente</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>1x66 kV que actualmente se encuentra con una cargabilidad por sobre el 85%, dar un nuevo punto de apoyo al sistema de 66kV entre SE Portezuelo y SE San Fernando, además de permitir una futura interconexión con la carretera costera 220kV. Para mayor detalle de la justificación técnica se adjunta el documento "PE17-24 Nueva LT Rapel-Marchigüe" enviado por CGE en carta GG-192/2017.</p>		<p>proceso de expansión una nueva línea hacia la zona de Marchigüe, pero desde la futura S/E Mataquitos en 220 kV, con el objetivo de dar suficiencia y seguridad en la zona durante el horizonte de análisis.</p>

## 27. COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	1. General	<p>Dado que el Art. 87 del DFL N°4 establece que la expansión del sistema debe respetar los principios de eficiencia económica, seguridad de suministro, diversificación y competencia, se considera fundamental y crítico que la resolución que define la expansión del sistema, funde detalladamente el cómo se cumplen estos principios.</p> <p>A la luz de lo expresado en el Informe Técnico Preliminar, y si bien se reconoce que ha existido un trabajo de varios meses detrás de lo que se ha presentado, la eficiencia económica de la expansión no queda lo suficientemente fundamentada, por lo que se considera necesario complementar este informe para ser analizado adecuadamente por los clientes.</p>	<p>Excluir la Nueva Línea HVDC Huelquén – Kimal y la Nueva S/E San Andrés con Sistema de Almacenamiento de las Obras Nuevas del Sistema Nacional.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a la exclusión Nueva S/E San Andrés con Sistema de Almacenamiento, se acoge la observación planteada. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>En relación al proyecto HVDC, esta Comisión indica que se ha desarrollado una metodología aplicable al proceso de expansión de transmisión, de acuerdo a los objetivos y criterios establecidos en los artículos 87° y siguientes de la Ley, aprobada mediante Resolución Exenta N° 711, de 2017. En dicha metodología se han establecido los antecedentes y supuestos utilizados en el proceso, como también los diferentes análisis técnicos y económicos que deben aplicarse a las necesidades de expansión propuestas en el proceso 2017.</p>
2	2. General	<ul style="list-style-type: none"> <li>Plazo de observación insuficiente: El Art. 91 del DFL N°4 contempla un período insuficiente para analizar obras de esta envergadura. En efecto, Collahuasi sólo tuvo tiempo suficiente para analizar algunos aspectos de las dos obras nuevas de mayor inversión.</li> <li>Nivel de inversión debiera ser acorde con la participación de los actores: Para procesos de gran inversión en obras nuevas, es aconsejable que varios actores del mercado puedan participar en pos de tener un sistema que responda a la demanda proyectada y al menor costo posible, para los clientes finales. En este proceso, cumpliendo con los procesos formales, Coordinador y terceros interesados dieron a conocer sus propuestas de expansión del SEN hasta abril de 2017 para ser consideradas, y recién el 29 de diciembre se tuvo a la vista la propuesta de la CNE, que asciende a aprox. 2.300 MMUS\$ en obras nuevas (77% del monto total).</li> <li>Diversos actos administrativos en paralelo debieran ser entrada al proceso de Planificación: Planificación de largo plazo definida por el Ministerio de Energía y utilizada por la CNE para este proceso, está en etapa preliminar, y presentó varias deficiencias observadas por distintos agentes de la industria, sin contar a la fecha con la versión definitiva. Por otro lado, recién en diciembre de 2017 se han publicado otros actos administrativos relacionados con la planificación de la transmisión, como por ejemplo, la RExtA 711, RExtA 771, y RExtA 743.</li> </ul>	<p>Excluir obras nuevas, e incluirlas en el Informe Técnico Preliminar de 2018 (que debiera ser publicado a mediados de 2018), y que éste incluya instancias de participación temprana y efectiva de terceros.</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, asociada a la exclusión las obras nuevas del presente plan de expansión e incluirlas en el proceso del 2018, esta Comisión rechaza la observación, toda vez que el presente proceso de planificación contempla las instancias para que terceros puedan presentar sus análisis y observaciones. Además, una de las razones por las cuales diversos proyectos se incorporan en este plan, dice relación con la necesidad de que ellos puedan entrar en operación en determinados plazos, por lo cual, no es posible retirar algunas obras nuevas para incorporarlas en siguientes planes, sin haber tenido los análisis detallados presentados por la empresa observante, que respalden esa decisión.</p> <p>Se hace presente que, se está considerando el implementar en los próximos procesos de planificación, instancias de publicidad adicionales a las establecidas en la Ley, anteriores a la emisión de la versión final del informe técnico preliminar. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Otro acto administrativo relacionado clave, es el reglamento de Servicios Complementarios, actualmente en Contraloría.</p> <p>Entendiendo que este es el primer proceso de planificación estipulado en la nueva Ley, nos parece aconsejable que tenga los tiempos adecuados de maduración para obras de esta magnitud, como por ejemplo: contar con un tiempo razonable para las etapas previas de consulta y análisis de terceros interesados, así como el ingreso de las nuevas definiciones regulatorias.</p>		
3	3. Sección 6.3.7 Escenarios de generación para la planificación de la transmisión	<p>i) En el Plan de Expansión se analizaron los escenarios A, B y E de la PELP, dejando fuera los escenarios C y D. En el informe no se describe en detalle la justificación y la metodología empleada para seleccionar estos 3 escenarios, los que podrían no ser representativos del desarrollo futuro del sistema eléctrico.</p> <p>ii) En efecto, sólo se privilegia la entrada masiva de energía solar y eólica, sin considerar, por ejemplo, la entrada de energía hidráulica y gas natural complementaria a la energía intermitente. Más aún, en sólo dos de los 3 escenarios escogidos por la CNE se producen beneficios. ¿Cuál hubiera sido el resultado de la planificación si se hubiesen analizado los 5 escenarios propuestos por el Ministerio de Energía, tal como se establece en el Artículo 87 literal c) del DFL N°4?</p> <p><b>[Figura 1 – Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi]</b></p> <p>iii) Respecto de la competitividad de estos escenarios, no se observa que se cumpla con este principio fundamental de Ley. Lo anterior, dado que, por una parte, en los escenarios escogidos por la CNE se sobreinstala energía solar fotovoltaica, en donde ya se ha alcanzado costos de desarrollo en horas de sol (más energía solar instalada no implica que los precios a clientes en las horas de sol disminuyan). Por otra parte, en las horas sin sol no existiría una mayor competencia. En efecto, el resultado del Escenario 1 o A, donde sólo se instala energía solar fotovoltaica, supone que</p>	<p>a) Incluir en el análisis los escenarios C y D de la PELP.</p> <p>b) Describir detalladamente la metodología empleada y la justificación y/o criterios para la selección de los escenarios.</p> <p>c) Describir cómo se analizó la competencia en las horas sin sol.</p>	<p>No se acoge la observación. En relación a la elección de 3 escenarios, esto es consecuencia de la aplicación de la metodología contenida en la Resolución N°711, en especial en su Artículo 11, numeral 5, el que establece expresamente que le corresponde a la Comisión evaluar cada uno de los escenarios de la PELP, y <b>definir aquellos</b> que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en dicha planificación energética. Sin perjuicio de lo anterior, en atención a esta observación, el detalle de su aplicación ha sido más detallado en el Capítulo 6 del presente Informe Técnico.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		la competencia en las horas sin sol disminuye conforme pasan los años.		
4	<p>4. Sección 6.4</p> <p>Análisis efectuados en el proceso de planificación</p>	<p>Dentro de los análisis efectuados no se aprecia que en forma generalizada y consistente se haya optimizado el momento de entrada en operación de una determinada obra, y que en función de ese momento óptimo se haya analizado si es conveniente incluir esa obra en este Plan o postergar la decisión, teniendo esta última opción el beneficio de disponer de mayor información.</p> <p>Se puede apreciar que este análisis se aplicó en obras menores. Por ejemplo, en la sección 7.1.1.2, página 124 se lee: "Dado que la construcción de reactores requiere mucho menos tiempo que la construcción de la línea de transmisión, el decreto de estos equipos será pospuesto para próximos planes de expansión, en los cuales se indicará la capacidad definitiva que deberán tener."</p> <p>Sin embargo, no se observa que este análisis se haya aplicado en las obras principales. Por ejemplo, para las obras "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV" y "Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal", el Plan se limita a señalar que "El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 84 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva."</p>	<p>Incluir el siguiente análisis para todas las obras:</p> <p>-Encontrar el momento óptimo para la entrada en operación (aquel que maximiza el beneficio neto).</p> <p>-Estimar el plazo de ejecución de la obra.</p> <p>-En función del momento óptimo para la entrada en operación y el plazo de ejecución, resolver si la obra debe ser propuesta en el presente Plan de Expansión o bien conviene esperar hasta un siguiente Plan.</p>	<p>No se acoge la observación. La materia observada forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión, aprobada por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 711, de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.93. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla, los cual sido recogido por el Panel de Expertos en su dictamen N° 5-2017.</p>
5	<p>5. Sección 7.1.5</p> <p>La Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía tiene como objetivo otorgar el atributo de almacenamiento de energía al SEN.</p>	<p>Las subestaciones del SEN que se han identificado como puntos para realizar la conexión de una subestación con atributo de almacenamiento de energía son las siguientes: S/E Lagunas, S/E Carrera Pinto y S/E Nueva Maitencillo. En dichas subestaciones, acorde a los antecedentes del presente Plan, se prevé una alta inyección de energías renovables de carácter intermitente durante el periodo de análisis.</p> <p>El DFL N° 4, en el artículo 89°, indica respecto de las Obras Nuevas y Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión:</p> <p><i>"Son obras de expansión de los respectivos sistemas de transmisión las obras nuevas y obras de ampliación."</i></p>	<p>El VI de la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento no debe incluir el VI del Sistema de Almacenamiento propiamente tal, por lo tanto, se solicita eliminar esta obra.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>Son obras de ampliación aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes. <u>Se entenderá por obras nuevas aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.</u></i></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><i>Podrán incorporarse como obras de expansión elementos que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio, tales como, sistemas de control y comunicación.</i></p> <p><i>La Comisión deberá definir las posiciones de paño en subestaciones, sean éstas nuevas o existentes, de uso exclusivo para la conexión de sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo.”</i></p> <p>Las subestaciones eléctricas son un componente fundamental de un sistema de transmisión que pueden tener tres propósitos bien definidos (Ignacio Perez-Arriaga, 2013):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Permiten la interconexión de líneas de transmisión.</li> <li>- Permiten la transformación de voltaje o tensión para permitir intercambios de energía entre sistemas de transmisión de distinta tensión o entre sistemas de transmisión y sistemas de distribución.</li> <li>- Permiten el emplazamiento de sistemas de medición, protección, interrupción y control para efectuar funciones de medición, protección, operación y control.</li> </ul> <p>Es posible identificar subestaciones eléctricas asociadas a un sistema de generación, que reciben energía de un sistema de generación, aumentan su voltaje y lo inyectan al sistema de transmisión. La subestación de un sistema de generación no es un sistema de generación.</p> <p>De la misma forma, es posible identificar subestaciones eléctricas de clientes, que retiran energía del sistema de transmisión, disminuyen su</p>		<p>reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>voltaje, y lo inyectan hacia las instalaciones de clientes. La subestación asociada a un cliente no es el sistema de transformación de energía propiamente tal (para fines de consumo o uso final, por ejemplo: energía eléctrica a energía mecánica para producir trabajo).</p> <p>Una subestación eléctrica asociada a un sistema de almacenamiento transforma el voltaje del sistema de transmisión al voltaje del sistema de almacenamiento y permite tanto la inyección de energía desde el sistema de almacenamiento hacia el sistema de transmisión como el retiro de energía desde el sistema eléctrico hacia el sistema de almacenamiento.</p> <p>Una subestación eléctrica no cumple las funciones de sistema de almacenamiento de energía propiamente tal, es decir, la capacidad de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía y almacenarla con el objeto de, mediante transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema.</p> <p>Por lo tanto, el sistema de almacenamiento, que inyecta energía activa, no puede ser considerado como parte de una subestación eléctrica dentro de los bordes que definen el Sistema de Transmisión Nacional.</p> <p><i>Ref: Regulation of the Power Sector, Ignacio Perez-Arriaga, 2013</i></p>		
6	<p>6. Sección 7.1.5</p> <p>La Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía tiene como objetivo otorgar el atributo de almacenamiento de energía al SEN.</p>	<p>El Artículo 89° del DFL N° 4 indica que las nuevas subestaciones eléctricas son dispuestas con dos propósitos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aumentar la capacidad del sistema eléctrico.</li> <li>- Aumentar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.</li> </ul> <p>El Artículo 89° no establece requerimientos claros respecto a qué se refiere con aumentar la capacidad del sistema eléctrico.</p> <p>La RE N° 711 define el Sistema de Transmisión Nacional como aquel que permite la conformación de</p>	<p>El VI de la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento no debe incluir el VI del Sistema de Almacenamiento propiamente tal, por lo tanto se solicita eliminar esta obra.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>un mercado eléctrico común interconectado los demás segmentos de transmisión. Además se indica que el Sistema de Transmisión Nacional está constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo del mercado eléctrico común y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del Sistema Eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la Ley, los reglamentos y las normas técnicas.</p> <p>El artículo 87° del DFL 4 establece que la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando:</p> <p>a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;</p> <p>b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;</p> <p>c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86°, y</p> <p>d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.</p> <p>El artículo 87 indica el objetivo de crear condiciones que promuevan (impulsen, inciten, o estimulen) la oferta de energía y faciliten la competencia; no obstante, no establece requerimientos para definir elementos que desde el punto de vista operacional modifiquen la oferta y demanda de energía en el mercado eléctrico, es decir, que sean parte de la oferta o demanda de energía ante una condición específica de operación, como lo es un sistema de</p>		<p>introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		almacenamiento de energía. El rol de suministrar (ofertar) energía eléctrica está asociado, por el momento, a sistemas de generación o sistemas de almacenamiento, no a subestaciones eléctricas que son parte del Sistema de Transmisión Nacional.		
7	<p>7. Sección 7.1.5</p> <p>La Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía tiene como objetivo otorgar el atributo de almacenamiento de energía al SEN.</p>	<p>El Artículo 72°-7 del DFL N° 4 indica que la CNE debe definir los servicios complementarios y sus categorías considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de dichos servicios.</p> <p>La remuneración de los servicios complementarios debe ser compatible, coherente y armónica con la definición del mercado de energía y potencia, y la remuneración de infraestructura de transmisión.</p> <p>Para la definición de los Servicios Complementarios (y sus respectivas categorías) tanto la CNE como el Coordinador Eléctrico Nacional deben considerar, entre otros, los requerimientos de flexibilidad operacional<sup>1</sup> del sistema eléctrico que permitan un adecuado equilibrio entre generación y demanda eléctrica frente a distintos escenarios y condiciones de desbalance; con el objetivo de lograr una operación segura y económica tanto en el corto, mediano y largo plazo (Artículo 10 y 12, DS N° 113 que aprueba reglamento de servicios complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la LGSE, del 28 de noviembre 2017, en Contraloría General de la República).</p> <p>El suministro de Servicios Complementarios se debe efectuar de acuerdo a los requerimientos y disposiciones establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, el Reglamento de Servicios Complementarios, la Norma Técnica Calidad y Seguridad de Suministro, y la Resolución de la CNE que define los Servicios Complementarios y sus categorías.</p> <p>En relación a los requerimientos de flexibilidad operacional del sistema eléctrico, se debe tener</p>	<p>Para mantener la consistencia y coherencia de los procesos regulatorios desarrollados durante el año 2017, no se debe considerar la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento como una Obra Nueva a licitar como parte del plan de expansión del Sistema de Transmisión Nacional.</p> <p>Un Recurso Técnico no disponible en el sistema debiera ser evaluado de acuerdo a los requerimientos definidos en el Artículo 72°-7 del DFL N° 4 y el Reglamento de Servicios Complementarios.</p> <p>Si es que se define la necesidad de un Recursos Técnico no disponible en vista de los requerimientos de flexibilidad operacional esperados en el sistema eléctrico y la definición de los Servicios Complementarios (y sus respectivas categorías) que realice la CNE, un Sistema de Almacenamiento debiera ser licitado como Nueva Infraestructura de acuerdo a la definición realizada en el Artículo 5° del DS N° 113 que aprueba reglamento de servicios complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la LGSE, 28 de noviembre 2017, en Contraloría General de la República.</p>	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

<sup>1</sup> Desde el punto de vista de la oferta de energía, se puede definir la flexibilidad como la capacidad del sistema eléctrico (o de un componente del sistema eléctrico) de modificar su producción en una cantidad definida de MW, en un tiempo también definido, y a un costo determinado. Es deseable definir los requerimientos específicos de cantidad de MW, tiempo y costo para evaluar apropiadamente un requerimiento de flexibilidad operacional.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>presente que la flexibilidad es un servicio ya provisto por componentes del sistema eléctrico (a nivel individual) y por el sistema eléctrico en su conjunto<sup>2</sup>.</p> <p>El Coordinador Eléctrico Nacional, mediante la programación y despacho de Servicios Complementarios, debe preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica del sistema eléctrico. La provisión de servicios complementarios se realiza mediante recursos técnicos disponibles. En este contexto, es crítico realizar una adecuada definición de los recursos técnicos disponibles y necesarios para una operación segura y económica del sistema eléctrico.</p> <p>Se puede entender por recursos técnicos a los atributos de las instalaciones del sistema eléctrico que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica del sistema. En particular, se tiene la intención de definir como recursos técnicos la capacidad de inyección de potencia activa y/o capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva de unidades generadoras o equipos, y la potencia conectada de los Usuarios Finales o de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, entre otros. (Artículo 16, DS N° 113 que aprueba reglamento de servicios complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la LGSE, del 28 de noviembre 2017, en Contraloría General de la República).</p> <p>En la evaluación preliminar realizada por la Comisión no es claro cuál o cuáles serán las funcionalidades asignadas a la nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento<sup>3</sup>, ni ante qué necesidad de Recurso</p>		

<sup>2</sup> El Coordinador Eléctrico Nacional en su informe “Diagnóstico del Sistema de Transmisión Eléctrico – Informe Preliminar Proceso Expansión 2018, 4 de diciembre de 2017,” indica que “un aspecto muy relevante a destacar, es que con los casos evaluados se puede dar cuenta de la flexibilidad actual existente que dispone el sistema para hacer factible la inserción óptima de ERV, y a partir de los resultados preliminares es posible indicar que el sistema eléctrico nacional dispone de un nivel adecuado de flexibilidad para permitir la inserción de ERV en el mediano plazo. Si bien, hacer uso de dicha flexibilidad supone un incremento en los costos de operación del sistema, los costos de desarrollo de la tecnología solar han alcanzado niveles tan bajos en comparación a otras tecnologías de generación, que dichos sobrecostos no son suficientes como para limitar la inserción de ERV solar por conceptos económicos, y su inserción óptima factible sólo se podría empezar a ver limitada una vez agotada o llevada al límite la flexibilidad del parque generador actual. No obstante, la inserción futura de ERV en conjunto con recursos para proveer flexibilidad (GNL u otros) representaría la alternativa eficiente de desarrollo del sistema, de acuerdo a los resultados preliminares obtenidos.”

<sup>3</sup> Se opera el Sistema de Almacenamiento para realizar compra-venta de energía; se opera para suministrar servicios de regulación de reserva primaria, regulación de reserva secundaria, o ambos servicios de regulación; se opera para ambos objetivos; etc.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Técnico se define la necesidad de un Sistema de Almacenamiento de las características indicadas para la Opción N° 1<sup>4</sup> y Opción N° 2<sup>5</sup>. Tampoco es clara en indicar si se han evaluado otras alternativas factibles para aumentar la flexibilidad del sistema<sup>6</sup>.</p> <p>En este contexto, el informe técnico preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017 se adelanta a ciertos aspectos que han sido revisados en los procesos regulatorios desarrollados por la CNE durante el año 2017, que aún no están completamente definidos mediante la aplicación de reglamentos específicos.</p> <p>Para lograr el objetivo de minimización de costos de suministro, es crítico definir adecuadamente los productos que deberán ser provistos de manera de facilitar la eficiencia de producción. En este contexto, en el Artículo 72°-7 del DFL N°4 se indica que anualmente, durante el mes de junio, y en base a lo establecido en la resolución señalada en el inciso anterior, el Coordinador elaborará un informe de servicios complementarios, en el cual deberá señalar</p>		

Es crítico notar que la modelación y estimación de beneficios de un sistema de almacenamiento en el sistema debe considerar las restricciones operativas de corto plazo. En este contexto, aspectos que deberían ser considerados en la modelación son: mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación de unidades térmicas, costos de encendido de centrales térmicas, restricciones zonales de control primario y control secundario de frecuencia, recursos técnicos disponibles para proveer control primario y control secundario de frecuencia, cumplimiento de normativa ambiental en condición de operación flexible de unidades termoeléctricas, entre otros.

El Coordinador Eléctrico Nacional en su informe “Diagnóstico del Sistema de Transmisión Eléctrico – Informe Preliminar Proceso Expansión 2018, 4 de diciembre de 2017,” indica que *“la coordinación hidrotérmica haciendo uso de la metodología clásica SDDP, no permite la incorporación explícita de variables de inversión o variables de operación enteras, al menos en su forma conceptual original, y por consiguiente, no está disponible actualmente en su forma clásica en las herramientas utilizadas por el Coordinador para la optimización de inversiones. Si es factible incorporar dichas variables al resolver la coordinación hidrotérmica a través de la metodología “Scenario Wise Decomposition”, técnica internalizada en el modelo PLEXOS.”*

Por lo tanto, la recomendación de una obra nueva de valor de inversión US\$500 millones no podría ser validada con el uso de herramientas no apropiadas para su evaluación, como es el caso de OSE 2000. El hecho de utilizar una herramienta como OSE 2000 para evaluar un sistema de almacenamiento no permite validar que los Sistema de Almacenamiento Energía recomendados resulten económicamente eficientes y necesarios para el desarrollo del sistema eléctrico (Artículo 87°, DFL N° 4).

<sup>4</sup> Opción N° 1: Construcción de tres nuevas subestaciones con sistema de almacenamiento incluido y su posterior conexión a las subestaciones Lagunas, Carrera Pinto y Nueva Maitencillo. 100 MW de potencia nominal de generación; capacidad de almacenamiento de al menos 1,3 GWh diario para cada subestación; y tiempo de carga para alcanzar el nivel de almacenamiento neto mínimo menor o igual a 13 horas.

<sup>5</sup> Opción N° 2: Construcción de una nueva subestación con sistema de almacenamiento incluido y su posterior conexión a las subestaciones Lagunas, Carrera Pinto o Nueva Maitencillo. 300 MW de potencia nominal de generación; capacidad de almacenamiento de al menos 3,9 GWh diario en la subestación; y tiempo de carga para alcanzar el nivel de almacenamiento neto mínimo menor o igual a 13 horas.

<sup>6</sup> El Coordinador Eléctrico Nacional en su informe “Diagnóstico del Sistema de Transmisión Eléctrico – Informe Preliminar Proceso Expansión 2018, 4 de diciembre de 2017,” indica que *“se puede concluir que en la medida que aumentan los niveles de incorporación de restricciones operativas, se van poniendo en evidencia los requerimientos de flexibilidad que son necesarios para hacer factible la inserción de ERV... Adicionalmente se observan requerimientos anticipados de inserción de centrales GNL en función del nivel de restricciones incorporadas, las cuales aportan flexibilidad al sistema, y permiten hacer factible la inserción de ERV solar en la medida que la flexibilidad del sistema disminuye, considerando que dichas centrales disponen de tiempos mínimos de operación bajos, que hacen posible el ciclaje de dichas unidades y dar complementariedad a la ERV solar en el abastecimiento de la demanda. Dicha inserción de centrales GNL permite de igual forma facilitar niveles altos de inversión ERV solar.”*

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>los servicios requeridos por el sistema eléctrico con su calendarización respectiva, indicando los recursos técnicos necesarios para la prestación de dichos servicios, la infraestructura que se deba instalar para su prestación y su vida útil, en caso de requerirse esta última, y el mantenimiento anual eficiente asociado a la infraestructura, según corresponda. Además, el referido informe deberá indicar para cada uno de los servicios requeridos el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación.</p> <p>Para la elaboración del informe de servicios complementarios y la definición de los mecanismos con los cuales se materializarán, el Coordinador deberá analizar las condiciones de mercado existentes y la naturaleza de los servicios requeridos para establecer dichos mecanismos, los cuales serán licitaciones, o subastas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo, conforme lo determine el reglamento.</p> <p>A diciembre de 2017, el Coordinador no ha presentado antecedentes<sup>7</sup> que indiquen que se requieren nuevos Recursos Técnicos asociados a la provisión de Servicios Complementarios en un horizonte de 48-60 meses de las características definidas para la Opción 1 y 2 para la nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía, teniendo en consideración los requerimientos de flexibilidad operacional esperados del sistema eléctrico. Adicionalmente, los informes desarrollados por el Coordinador, vistos como referencia para desarrollar el Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de Transmisión correspondiente al año 2017 son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Propuesta de expansión de transmisión del sistema eléctrico nacional 2017, del 23 de enero de 2017, y</li> <li>- Propuesta de expansión de transmisión del sistema eléctrico nacional 2017, Informe Complementario, 23 de junio de 2017.</li> </ul> <p>En los dos estudios citados anteriormente no se recomienda ni evalúa una nueva S/E Don Andrés con</p>		

<sup>7</sup> Informe de definición y programación de servicios complementarios, diciembre 2017: [https://www.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2017/04/20171218-Actualizaci%C3%B3n-Informe-DPSSCC\\_2017.pdf](https://www.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2017/04/20171218-Actualizaci%C3%B3n-Informe-DPSSCC_2017.pdf)

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Sistema de Almacenamiento de Energía. El Coordinador tampoco menciona S/E con Capacidad de Almacenamiento como opciones de expansión de transmisión del sistema eléctrico nacional en el análisis de visión de largo plazo para la expansión del sistema de transmisión que desarrolla en la Sección 5 del Informe Complementario facilitado a la CNE el 23 de junio de 2017.</p> <p>Por lo tanto, no se debe considerar la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento como Obra Nueva a licitar en el contexto del plan de expansión del Sistema de Transmisión Nacional.</p> <p>Si es que se define la necesidad de un Recursos Técnico no disponible en vista de los requerimientos de flexibilidad operacional esperados en el sistema eléctrico y la definición de los Servicios Complementarios (y sus respectivas categorías) que realice la CNE, un Sistema de Almacenamiento debiera ser licitado como Nueva Infraestructura de acuerdo a la definición realizada en el Artículo 5° del DS N° 113 que aprueba reglamento de servicios complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la LGSE, 28 de noviembre 2017, en Contraloría General de la República.</p>		
8	<p>8. Sección 7.1.5</p> <p>La Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía tiene como objetivo otorgar el atributo de almacenamiento de energía al SEN.</p>	<p>Las evaluaciones económicas realizadas consideran un reconocimiento de potencia de suficiencia a la S/E con capacidad de almacenamiento.</p> <p>El DFL 4, artículo 72°-17 indica que <i>“Sólo las instalaciones de generación que se encuentren en operación tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia a que hace referencia el artículo 149°.”</i></p> <p>El DFL 4, Art. 149°, indica: <i>“... las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un Sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1, serán valorizadas a precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162°. Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, conforme se determine en el reglamento. Para estos</i></p>	<p>Considerar los requerimientos establecidos en el artículo 72°-17 y 149° del DFL N° 4, no se debe considerar en la cuantificación de beneficios de S/E con Sistema de Almacenamiento un reconocimiento de potencia de suficiencia.</p>	<p>No se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se mantienen posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo..."</i></p> <p>Una S/E con capacidad de almacenamiento no es una instalación de generación, por lo cual, de acuerdo a lo indicado en el DFL N° 4 no corresponde realizar reconocimiento de potencia de suficiencia en la valorización.</p> <p>No están definidos los criterios para asignar potencia de suficiencia a sistemas de almacenamiento, ni para definir subsistemas para realizar el balance de potencia en la evaluación.</p> <p>Es importante tener en consideración que un sistema de almacenamiento puede estar ejerciendo múltiples funciones en el sistema, el desarrollo de esas funciones no necesariamente es compatible de manera simultánea. En este contexto, la eventual contribución de un sistema de almacenamiento a la suficiencia del sistema depende de la funcionalidad que el sistema de almacenamiento esté prestando al sistema y la flexibilidad que se designe en la operación para cambiar su modo de operación asignado. Por ejemplo, un sistema de almacenamiento operando como sistema de regulación de frecuencia (primaria o secundaria) no necesariamente estaría en condiciones de inyectar toda su energía en todas las horas del año mientras está ejerciendo esa función de regulación. Lo mismo ocurre por ejemplo si el sistema de almacenamiento está siendo utilizado con fines de almacenar energía renovable (curtailment) mientras existe congestión en el sistema de transmisión.</p>		<p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>
9	<p>9. Sección 7.1.5</p> <p>La Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía tiene como objetivo otorgar el atributo de almacenamiento de energía al SEN.</p>	<p>La Sección 7.1.5 del Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017 indica que la tecnología de almacenamiento es de libre elección del adjudicatario.</p> <p>Al mismo tiempo se indican requerimientos funcionales para dos opciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Opción N° 1: Construcción de tres nuevas subestaciones con sistema de almacenamiento incluido y su posterior conexión a las subestaciones Lagunas, Carrera Pinto y Nueva</li> </ul>	<p>Excluir subestación con sistema de almacenamiento de 100 MW y capacidad de almacenamiento de al menos 1,3 GWh diario o de 300 MW y capacidad de almacenamiento de al menos 3,9 GWh diario, emplazada en las alternativas sugeridas, debido a que, tomando como referencia el desarrollo tecnológico conocido al día de hoy, no se cuenta con antecedentes para demostrar que los requerimientos de almacenamiento de energía definidos y las alternativas de emplazamiento para la instalación de la S/E</p>	<p>Se acoge la observación. Esta Comisión mantiene su posición respecto a que este tipo de infraestructura otorga al sistema eléctrico nuevas funcionalidades y capacidades que permiten cumplir con el objetivo de optimizar los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 87° de la Ley, así como con los criterios que se deben aplicar a la planificación de la transmisión establecidos en el mismo artículo, tal como se demuestra en los análisis técnicos y económicos de las alternativas de expansión que se presentan en el Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de lo anterior, analizando esta observación y las demás presentadas respecto a esta misma obra por otras empresas en la presente instancia, esta Comisión ha decidido posponer dicho proyecto, toda vez que ha detectado que sus beneficios se</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Maitencillo. 100 MW de potencia nominal de generación; capacidad de almacenamiento de al menos 1,3 GWh diario para cada subestación; y tiempo de carga para alcanzar el nivel de almacenamiento neto mínimo menor o igual a 13 horas.</p> <p>- Opción N° 2: Construcción de una nueva subestación con sistema de almacenamiento incluido y su posterior conexión a las subestaciones Lagunas, Carrera Pinto o Nueva Maitencillo. 300 MW de potencia nominal de generación; capacidad de almacenamiento de al menos 3,9 GWh diario en la subestación; y tiempo de carga para alcanzar el nivel de almacenamiento neto mínimo menor o igual a 13 horas.</p> <p>De acuerdo a la International Renewable Energy Agency<sup>8</sup> sólo existen dos alternativas tecnológicas al día de hoy capaces de almacenar energía por periodo de horas y proveer una potencia igual o superior a 100 MW, estas tecnologías son centrales de bombeo (pumped hydro) y almacenamiento mediante aire comprimido (CAES) (ver Figura 1). <u>La factibilidad y costo del desarrollo de esas dos alternativas tecnológicas es altamente dependiente de las condiciones específicas del emplazamiento.</u></p> <p><b>[Figura 2 – Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi]</b></p> <p>El Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017 no presenta antecedentes que permitan justificar el VI referencial de US\$ 500 millones definido para la Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía.</p> <p>No se cuenta con antecedentes para definir que las características específicas de las alternativas de emplazamiento definidas por la CNE para la S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía hacen factible el desarrollo de un sistema de almacenamiento de las características definidas; tampoco se ha demostrado que el desarrollo de un proyecto de almacenamiento de esos requerimientos</p>	<p>Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico.</p>	<p>mantiene posponiendo esta obra para un siguiente plan de expansión, y que adicionalmente por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, recientemente introducida en la legislación, se requiere un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Para estos efectos, se ha estimado necesario incorporar en las mesas de trabajo que se realizarán durante el presente año para la elaboración del reglamento de la planificación de la transmisión, el análisis respecto a la metodología de evaluación de estos proyectos para su incorporación en los procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, eliminará la obra Nueva S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento de Energía y enlaces al sistema de Transmisión Nacional en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2017.</p>

<sup>8</sup> Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, octubre 2017.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de potencia y número de horas de almacenamiento es eficiente, desde el punto de vista de costo, en las alternativas de emplazamiento definidas.</p> <p>Por lo tanto, no se ha demostrado que las alternativas de emplazamiento para la instalación de una S/E con Sistema de Almacenamiento Energía resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico (Artículo 87°, DFL N° 4). Tampoco queda claro que con las características de Sistema de Almacenamiento de Energía que han sido definidas se creen condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia.</p> <p>Por lo demás, la CNE, en la sección 9.1 del Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017 ha decidido no recomendar proyectos en los que se considera que los antecedentes son insuficientes para evaluar el proyecto. En el caso de S/E Don Andrés con Sistema de Almacenamiento Energía, dado que los costos de un proyecto de 100 MW y capacidad de almacenamiento de al menos 1,3 GWh diario o de 300 MW y capacidad de almacenamiento de al menos 3,9 GWh diario son altamente dependientes de las condiciones específicas del emplazamiento, se debiera considerar que los antecedentes presentados son insuficientes para definir el VI referencial del proyecto y por consiguiente realizar su evaluación y recomendación.</p>		
10	<p>10. Sección 7.1.5</p> <p>Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal</p>	<p>Para el escenario N° 1 evaluado, donde producto de una menor demanda y menor penetración ERNC en el norte del país, los beneficios no logran cubrir los costos anualizados de inversión. No obstante, se indica que el sistema propuesto otorga las holguras necesarias en términos del aumento de capacidad de transmisión y por consecuencia elimina posibles congestiones a nivel del sistema de transmisión nacional.</p> <p>El Coordinador Eléctrico Nacional ha indicado <i>“se puede observar de los resultados, que al considerar los costos de inversión en transmisión en la optimización conjunta generación-transmisión, y por ende, al incorporar la señal de localización, en algunos casos la optimización de costos privilegia el desarrollo de centrales de ERV solar con menor factor de planta,</i></p>	<p>Excluir la Nueva Línea HVDC Huelquén – Kimal dado que no es posible afirmar que la propuesta resulte económicamente eficiente y necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico (Artículo 87°, DFL N° 4).</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, asociada de la exclusión de la Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal, esta Comisión indica que se ha desarrollado una metodología aplicable al proceso de expansión de transmisión, de acuerdo a los objetivos y criterios establecidos en los artículos 87° y siguientes de la Ley, aprobada mediante resolución exenta n° 711, de 2017. En dicha metodología se han establecido los antecedentes y supuestos utilizados en el proceso, como también los diferentes análisis técnicos y económicos que deben aplicarse a las necesidades de expansión propuestas en el proceso 2017.</p> <p>Conforme a lo anterior, en base a los resultados que se obtuvieron de los análisis del proyecto en cuestión, esta Comisión ha demostrado técnica y económicamente la necesidad del proyecto, conforme lo establecido en la resolución exenta N° 711, toda vez que permite asegurar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y otorga eficiencias al sistema, considerando diferentes escenarios energéticos, contingencias y eventualidades.</p> <p>Por último, respecto de proponer soluciones modulares de carácter local, esta Comisión ha propuesto adicionalmente a los proyectos en cuestión, una serie de</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>pero localizadas a menor distancia de los centros de consumo, o lograr la inserción de ERV eólica en la zona sur, donde el sistema dispone de embalses para dar almacenamiento, y por lo tanto sin requerir exigencias adicionales sobre el sistema de transmisión”.</i><sup>9</sup></p> <p>Es crítico demostrar que la propuesta de una línea HVDC resulte económicamente eficiente y necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico (Artículo 87°, DFL N° 4). En el escenario N° 1 evaluado los beneficios no logran cubrir los costos anualizados de inversión del proyecto HVDC.</p> <p>Parte de la eficiencia se logra por utilizar adecuadamente los recursos de transmisión disponibles (y planificados) y recursos de técnicos que aporten flexibilidad al sistema de manera eficiente. En este contexto, en la zona de Ancoa, Itahue, Charrúa, y Melipilla (por mencionar algunas) existen recursos de transmisión y almacenamiento que pueden ser complementados con generación de energía solar sin requerir nuevas obras de transmisión significativas.</p> <p>Otras zonas donde es posible un mayor desarrollo de generación solar cercano a la demanda son Polpaico, Quillota, a lo largo del Sistema de Transmisión zonal de 154 kV entre Alto Jahuel y Charrúa, y a lo largo del sistema de transmisión 220 kV entre Alto Jahuel y Colbún.</p> <p>En la medida que los costos de desarrollo de generación solar siguen disminuyendo, el balance entre eficiencia de producción solar, costo de transmisión y agilidad de desarrollo de transmisión se hace más relevante. Soluciones que tardan más de 7 años en materializarse deben ser comparadas con otras soluciones modulares, de carácter más local, que pueden desarrollarse de manera ágil y eficiente para dar respuesta a las necesidades de suministro de los clientes.</p> <p>Es importante demostrar que el hecho de establecer restricciones de área mínima continua de 200 ha para establecer un área potencial de generación solar fotovoltaica es un requerimiento que contribuye a la eficiencia de desarrollo del sistema eléctrico en el</p>		<p>propuestas para corto y mediano plazo que ayudan a minimizar problemas de congestión en transmisión, mientras se diseñan y concretan las soluciones de mayor plazo del sistema, de manera que las necesidades de suministro de los usuarios sean cubiertas de acuerdo a lo establecido en la normativa aplicable.</p>

<sup>9</sup> Informe “Diagnóstico del Sistema de Transmisión Eléctrico – Informe Preliminar Proceso Expansión 2018, 4 de diciembre de 2017”

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		contexto de Planificación Energética a Largo Plazo (Ref. Of. Ord. N° 1744, Remite informe sobre criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética dentro del proceso de planificación de la transmisión).		
11	11. Sección 7.1.5 Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal	<p>Se indica que la obra propuesta otorga, en el largo plazo, las holguras necesarias en términos del aumento de capacidad de transmisión y por consiguiente elimina posibles congestiones a nivel del sistema de transmisión nacional.</p> <p>El Sistema HVDC recomendado conecta S/E Kimal y S/E Huelquén. El Sistema de Transmisión Nacional está formado, adicionalmente, por distintas líneas de 500 kV y 220 kV a las cuales se puede conectar distintos tipos de fuentes de generación con un tiempo de desarrollo menor al tiempo requerido para desarrollar nuevas obras de transmisión.</p> <p>El Sistema de Transmisión HVDC propuesto no garantiza la eliminación de posibles congestiones en el sistema de transmisión nacional (líneas de 500 kV y 220 kV), por lo tanto, no es condición necesaria ni suficiente para eliminar posibles congestiones a nivel de transmisión nacional en el periodo de evaluación.</p>	Excluir la Nueva Línea HVDC Huelquén – Kimal dado que no es posible afirmar que la propuesta otorgue las holguras necesarias en términos de aumento de capacidad de transmisión y por consiguiente elimine posibles congestiones a nivel del sistema de transmisión nacional.	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, asociada de la exclusión de la Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal, esta Comisión indica que se ha desarrollado una metodología aplicable al proceso de expansión de transmisión, de acuerdo a los objetivos y criterios establecidos en los artículos 87° y siguientes de la Ley, aprobada mediante resolución exenta n° 711, de 2017. En dicha metodología se han establecido los antecedentes y supuestos utilizados en el proceso, como también los diferentes análisis técnicos y económicos que deben aplicarse a las necesidades de expansión propuestas en el proceso 2017.</p> <p>En base a los resultados que se obtuvieron de los análisis efectuados al proyecto en cuestión, esta Comisión ha demostrado técnica y económicamente la necesidad del proyecto, toda vez que permite asegurar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y otorga eficiencias al sistema considerando diferentes escenarios energéticos, contingencias y eventualidades. Adicionalmente no se han presentado antecedentes o análisis por parte de la empresa que justifique su exclusión.</p> <p>Es importante señalar que un sistema en HVDC como el propuesto levanta diversas restricciones del sistema, por cuanto permite controlar las transferencias conforme el despacho óptimo en vez de estar impuesto producto de la configuración de la red. Esto permite que el sistema en su conjunto obtenga mayor flexibilidad sistémica en la misma operación, que al día de hoy no posee, acoplándose los puntos de oferta y/o demanda, y optimizándose la operación del sistema en su conjunto.</p> <p>Se hace presente que la Comisión ha solicitado a la empresa aclaraciones y/o complementación de antecedentes mediante carta CNE N° 42, de fecha 01 de febrero de 2018, la que fue respondida en términos generales, no profundizando en los puntos observados, sin presentar otros antecedentes o análisis justifiquen la observación.</p>
12	12. Sección 7.1.5 Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal	<p>Es crítico notar que la modelación y estimación de beneficios de un Sistema de Transmisión HVDC que interconecta tecnologías de generación con distintos requerimientos y restricciones de operación debe considerar las restricciones operativas de corto plazo presentes en el sistema.</p> <p>En este contexto, aspectos que deberían ser considerados en la modelación son: mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación de unidades térmicas, costos de encendido de centrales térmicas,</p>	Excluir la Nueva Línea HVDC Huelquén – Kimal dado que con los antecedentes facilitados no es posible afirmar que la propuesta resulte económicamente eficiente y necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico (Artículo 87°, DFL N° 4).	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, asociada de la exclusión de la Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal, esta Comisión indica que se ha desarrollado una metodología aplicable al primer proceso de expansión de transmisión de acuerdo a los objetivos y criterios establecidos en los artículos 87° y siguientes de la Ley, según resolución exenta n°711. En dicha metodología se han establecidos los antecedentes y supuestos utilizados como también los diferentes análisis técnicos y económicos con las cuales deben contar las necesidades de expansión propuestas en el proceso 2017.</p> <p>Adicionalmente, esta Comisión efectuó una modelación que representa el despacho del sistema en el horizonte de planificación, en la cual sí se incluyeron</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>restricciones zonales de control primario y control secundario de frecuencia, recursos técnicos disponibles para proveer control primario y control secundario de frecuencia, cumplimiento de normativa ambiental en condición de operación flexible de unidades termoeléctricas, entre otros.</p> <p>El Coordinador Eléctrico Nacional en su informe <i>"Diagnóstico del Sistema de Transmisión Eléctrico – Informe Preliminar Proceso Expansión 2018, 4 de diciembre de 2017,"</i> indica que <i>"la coordinación hidrotérmica haciendo uso de la metodología clásica SDDP, no permite la incorporación explícita de variables de inversión o variables de operación enteras, al menos en su forma conceptual original, y por consiguiente, no está disponible actualmente en su forma clásica en las herramientas utilizadas por el Coordinador para la optimización de inversiones. Si es factible incorporar dichas variables al resolver la coordinación hidrotérmica a través de la metodología "Scenario Wise Decomposition", técnica internalizada en el modelo PLEXOS."</i></p> <p>Por lo tanto, la recomendación de una obra nueva de valor de inversión referencial US\$1837,30 millones no podría ser validada con el uso de herramientas no apropiadas para su evaluación, como es el caso de OSE 2000. El hecho de utilizar una herramienta como OSE 2000 para evaluar un Sistema de HVDC no permite validar que el Sistema HVDC recomendado resulte económicamente eficiente y necesario para el desarrollo del sistema eléctrico (Artículo 87°, DFL N° 4).</p>		<p>efectos en el despacho, producto de la incorporación de mínimos técnicos con tal de representar en la simulación estos costos.</p> <p>En este sentido, un sistema en HVDC como el propuesto levanta diversas restricciones del sistema, por cuanto permite controlar las transferencias conforme el despacho óptimo en vez de estar impuesto producto de la configuración de la red. Esto permite que el sistema en su conjunto obtenga mayor flexibilidad sistémica en la misma operación, que al día de hoy no posee, acoplándose los puntos de oferta y/o demanda, y optimizándose la operación del sistema en su conjunto.</p> <p>Por tanto es posible argumentar que eventualmente se encontrarían subvaluados los beneficios del proyecto y por consiguiente la observación planteada hace más necesario para el sistema el nuevo proyecto propuesto.</p> <p>Por último, en base a los resultados que se obtuvieron del proyecto en cuestión, esta Comisión ha demostrado técnica y económicamente la necesidad del proyecto, toda vez que permite asegurar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo, y otorga las eficiencias al sistema considerando diferentes escenarios energéticos, contingencias y eventualidades.</p> <p>Se hace presente que esta Comisión ha solicitado a la empresa aclaraciones y/o complementación de antecedentes mediante carta CNE N° 42, de fecha 01 de febrero de 2018, la que fue respondida en términos generales, no profundizando en los puntos observados, sin presentar otros antecedentes o análisis justifiquen la observación.</p>
13	13. Sección 7.1.5 Nueva Línea HVDC Huelquén – Kimal	<p>Se ha definido una capacidad de transmisión de 3000 MVA para el Sistema HVDC recomendado<sup>10</sup>.</p> <p>La Comisión debe definir los Servicios Complementarios y sus Categorías considerando necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de los SSCC.</p>	<p>Excluir la Nueva Línea HVDC Huelquén – Kimal dado que no es posible afirmar que la propuesta resulte económicamente eficiente y necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico (Artículo 87°, DFL N° 4).</p>	<p>No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, asociada de la exclusión de la Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal, esta Comisión indica que se ha desarrollado una metodología aplicable al proceso de expansión de transmisión, de acuerdo a los objetivos y criterios establecidos en los artículos 87° y siguientes de la Ley, aprobada mediante resolución exenta n° 711, de 2017. En dicha metodología se han establecido los antecedentes y supuestos utilizados en el proceso, como</p>

<sup>10</sup> De acuerdo al informe preliminar de estudios eléctricos "Estudios Eléctricos y Desarrollo de Proyectos de las necesidades de expansión del Sistema de Transmisión Nacional del SEN," desarrollado por Manitoba Hydro International para la Comisión Nacional de Energía, 29 de diciembre de 2017, se tiene: "Total HVDC scheme is rated at 1500 MW with each asymmetric monopole carrying 750 MW. However, each monopole should be rated at 1500 MW as each one should be able to absorb the total power1 in the other monopole following the loss of one HVDC monopole."

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Diversos factores – de manera combinada – pueden ser empleados para evaluar el riesgo del sistema y la necesidad de medidas de mitigación basadas en compromisos de SSCC de distinta naturaleza, uno de ellos es el tamaño de la mayor contingencia para un estado operacional dado.</p> <p>El Artículo 72°-7 del DFL N° 4 indica que la CNE debe definir los servicios complementarios y sus categorías considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de dichos servicios.</p> <p>El Coordinador Eléctrico Nacional, mediante la programación y despacho de Servicios Complementarios, debe preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica del sistema eléctrico. La provisión de servicios complementarios se realiza mediante recursos técnicos disponibles.</p> <p>La evaluación de beneficios realizada en el informe técnico preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017 no considera los requerimientos y costos de reserva operacional zonal para la operación segura y económica de los dos subsistemas que se podrían formar por la conexión de la línea HVDC.</p> <p>Dado que no se consideran costos importantes para la operación del sistema, no es posible afirmar que la propuesta resulte económicamente eficiente y necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico (Artículo 87°, DFL N° 4).</p>		<p>también los diferentes análisis técnicos y económicos que deben aplicarse a las necesidades de expansión propuestas en el proceso 2017.</p> <p>En base a los resultados que se obtuvieron de los análisis efectuados al proyecto en cuestión, esta Comisión ha demostrado técnica y económicamente la necesidad del proyecto, toda vez que permite asegurar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y otorga eficiencias al sistema considerando diferentes escenarios energéticos, contingencias y eventualidades. Adicionalmente no se han presentado antecedentes o análisis por parte de la empresa que justifique su exclusión.</p> <p>Es importante señalar que el plan de expansión de la transmisión no corresponde al proceso mediante el cual se definen los servicios complementarios ni tampoco es el proceso que determina la necesidad de ellos para su implementación. Adicionalmente, esta Comisión efectuó una modelación que representa el despacho del sistema en el horizonte de planificación, en la cual sí se incluyeron efectos en el despacho, producto de la incorporación de mínimos técnicos con tal de representarlos en la simulación estos costos.</p> <p>En este sentido, un sistema en HVDC como el propuesto levanta diversas restricciones del sistema, por cuanto permite controlar las transferencias conforme el despacho óptimo en vez de estar impuesto producto de la configuración de la red. Esto permite que el sistema en su conjunto obtenga mayor flexibilidad sistémica en la misma operación, que al día de hoy no posee, acoplándose los puntos de oferta y/o demanda, y optimizándose la operación del sistema en su conjunto.</p> <p>Cabe señalar que esta Comisión ha solicitado a la empresa aclaraciones y/o complementación de antecedentes de acuerdo a carta CNE N°42 de fecha 01 de febrero de 2018, la cual fue respondida en términos generales, no profundizando en los puntos observados, sin presentar otros antecedentes o análisis que justifiquen la observación.</p>
14	14. Sección 7.1.5 Nueva Línea HVDC Huelquén – Kimal	Se ha definido una capacidad de transmisión de 3000 MVA para el Sistema HVDC recomendado <sup>11</sup> . No se cuenta con los elementos necesarios que constaten que la propuesta resulte económicamente eficiente y necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico (Artículo 87°, DFL N° 4).	Excluir la Nueva Línea HVDC Huelquén – Kimal dado que no se cuenta con los elementos necesarios que constaten que la propuesta resulte económicamente eficiente y necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico (Artículo 87°, DFL N° 4).	No se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, asociada de la exclusión de la Nueva Línea HVDC Huelquén - Kimal, esta Comisión indica que se ha desarrollado una metodología aplicable al proceso de expansión de transmisión, de acuerdo a los objetivos y criterios establecidos en los artículos 87° y siguientes de la Ley, aprobada mediante resolución exenta n° 711, de 2017. En dicha metodología se han establecido los antecedentes y supuestos utilizados en el proceso, como

<sup>11</sup> De acuerdo al informe preliminar de estudios eléctricos “Estudios Eléctricos y Desarrollo de Proyectos de las necesidades de expansión del Sistema de Transmisión Nacional del SEN,” desarrollado por Manitoba Hydro International para la Comisión Nacional de Energía, 29 de diciembre de 2017, se tiene: “Total HVDC scheme is rated at 1500 MW with each asymmetric monopole carrying 750 MW. However, each monopole should be rated at 1500 MW as each one should be able to absorb the total power1 in the other monopole following the loss of one HVDC monopole.”

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Los informes desarrollados por el Coordinador, vistos como referencia para desarrollar el Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de Transmisión correspondiente al año 2017 son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Propuesta de expansión de transmisión del sistema eléctrico nacional 2017, del 23 de enero de 2017, y</li> <li>- Propuesta de expansión de transmisión del sistema eléctrico nacional 2017, Informe Complementario, 23 de junio de 2017.</li> </ul> <p>En los informes desarrollados por el coordinador no se validan los beneficios presentados por la CNE ya que no se realiza una evaluación económica de las distintas alternativas de desarrollo de transmisión, entre ellas, la comparación con un sistema de transmisión de corriente alterna en 500 kV (o superior). En particular, el Coordinador indica (para 3 alternativas visualizadas):</p> <p><i>“Las capacidades óptimas debieran determinarse a partir de las consideraciones de eficiencia económica, suficiencia y criterios de holguras y redundancia que explicita el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión que están siendo desarrollados conforme a lo establecido en la Ley N° 20.936.”</i></p> <p>El Reglamento que establece la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en el artículo 87° de la LGSE fue definido mediante la RE N° 711 del 12 de diciembre de 2017.</p> <p>El 4 de diciembre de 2017 el Coordinador publicó el informe “Diagnóstico del Sistema de Transmisión Eléctrico – Informe Preliminar Proceso Expansión 2018,” donde se están evaluando distintas alternativas de nuevas obras de transmisión mediante desarrollos HVDC (Figura 2).</p> <p><b>[Figura 3 – Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi]</b></p> <p>El Coordinador indica en el informe:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. “Obtenidas las alternativas de expansión óptimas por escenario identificadas en las etapas I, II y III, éstas deben ser sometidas a una etapa de toma de decisiones que debiese considerar de alguna manera</li> </ol>		<p>también los diferentes análisis técnicos y económicos que deben aplicarse a las necesidades de expansión propuestas en el proceso 2017.</p> <p>Por su parte esta Comisión indica que las propuestas del presente plan de expansión han resultado de una serie de análisis de alternativas de expansión, considerando los análisis propios, proyectos presentados por empresas en la instancia de convocatoria de promoción de proyectos, y los análisis y propuestas del Coordinador Eléctrico Nacional.</p> <p>En particular, a efectos de atender la necesidad de expansión entre la zona del norte grande y la zona central, y en especial atención a la longitud involucrada, la alternativa que ofrece una solución costo-eficiente resulta ser en HVDC.</p> <p>Adicionalmente, se debe aclarar que no es condición necesaria que un proyecto sea recomendado previamente por parte del Coordinador, para efectos de su incorporación al plan de expansión.</p> <p>En base a los resultados que se obtuvieron del proyecto en cuestión, esta Comisión ha demostrado técnica y económicamente la necesidad del proyecto, toda vez que permite asegurar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo, y otorga las eficiencias al sistema considerando diferentes escenarios energéticos, contingencias y eventualidades.</p> <p>Cabe hacer presente que esta Comisión ha solicitado a la empresa aclaraciones y/o complementación de antecedentes de acuerdo a carta CNE N°42 de fecha 01 de febrero de 2018, la cual fue respondida en términos generales no profundizando en los temas que observa, sin presentar otros antecedentes o análisis por parte de la Observante que justifique su observación.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>la incertidumbre de alto nivel presente en los respectivos escenarios.”</p> <p>2. “La modelación de las alternativas de expansión que permiten proveer de mayor flexibilidad al sistema, y por lo tanto que permiten facilitar una inserción mayor de los recursos de ERV, como lo es el caso de baterías, almacenamientos, condensadores sincrónicos y unidades de generación con alta tasa de toma de carga, no fue incorporada para este informe de avance, y será incluida en el Informe de expansión que emitirá el Coordinador en enero 2018.”</p> <p>3. “La factibilidad de dichos niveles de inserción debe ser verificada a través del modelo de optimización de inversiones que considera restricciones operativas de corto plazo”</p> <p>4. “Para este escenario de bajos costos proyectados para las ERV solar y eólica, se identifica económicamente factible la construcción de una nueva línea HVDC entra la zona norte y centro del sistema eléctrico nacional y otra entre la zona centro y sur del país, en este caso, con una capacidad de transporte superior a la obtenida en los resultados del Escenario A, esto es, una línea HVDC de 4000 [MW] entre las S/E Kimal y S/E Lo Aguirre para el año 2028, y una línea HVDC de 2000 [MW] entre la S/E Lo Aguirre y S/E Charrúa para el año 2033.”</p> <p>5. “Adicionalmente, y al igual que para los Escenarios A y B, se observó la conveniencia económica de una nueva línea HVDC entra la zona norte y centro del Sistema Eléctrico Nacional, para permitir la inserción de ERV solar de bajo costo de inversión y alto factor de planta comparativo. Para este escenario, se identificó económicamente factible la construcción de una nueva línea HVDC con una capacidad de 2000 [MW] entre la futura S/E TalTal y la S/E Lo Aguirre para el año 2028.”</p> <p>6. “En la Tabla 4-10 se presentan los resultados de expansión óptima del sistema de transmisión, obtenido a partir de la optimización conjunta generación transmisión. No obstante, dichos resultados representan una primera aproximación u hoja de rutas para el desarrollo eficiente del sistema de transmisión, y sólo permiten vislumbrar en términos de orden de magnitud, la conveniencia económica de las alternativas de expansión de transmisión propuestas. En otras palabras, sólo</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>permite verificar la factibilidad económica a las propuestas de transmisión requeridas para dar holguras óptimas que faciliten la competencia en generación, sin perder de vista el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio. En base a lo anterior, las evaluaciones finales para el dimensionamiento correcto de las propuestas de expansión de transmisión, requieren la realización de simulaciones de la operación económica, y estudios eléctricos más detallados.”</p> <p>7. “Los niveles de transferencias esperados por todo el corredor de 500 kV entre Kimal y Polpaico muestran la necesidad de evaluar un proyecto que permita alcanzar niveles transferencias muy por encima de la capacidad del corredor actualmente en construcción, ya que se espera que las transferencias alcancen valores del orden de los 6.000 MW en algunos tramos del corredor hacia el año 2035.”</p> <p>8. “Por otra parte, también se puede observar de los resultados, que al considerar los costos de inversión en transmisión en la optimización conjunta generación-transmisión, y por ende, al incorporar la señal de localización, en algunos casos la optimización de costos privilegia el desarrollo de centrales de ERV solar con menor factor de planta, pero localizadas a menor distancia de los centros de consumo, o lograr la inserción de ERV eólica en la zona sur, donde el sistema dispone de embalses para dar almacenamiento, y por lo tanto sin requerir exigencias adicionales sobre el sistema de transmisión.”</p> <p>En vista de los antecedentes presentados, no es posible afirmar que la propuesta resulte económicamente eficiente y necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico.</p> <p>Adicionalmente, pareciera que el Proceso de Planificación Energética no ha considerado el hecho, que cuando el desarrollo del sistema de transmisión propuesto es muy elevado, es probable que la generación considerada en el largo plazo pudiere tener una mejor localización.</p>		
15	1. Evaluación comparativa entre las obras propuestas y obras alternativas.	Aparentemente no se realizaron evaluaciones comparativas entre las obras propuestas y obras alternativas, para la solución de posibles requerimientos de transmisión, en todos los proyectos propuestos presentados. Al parecer no se	Evaluar obras alternativas a los proyectos propuestos con el objetivo de encontrar la mejor solución a los posibles requerimientos en el sistema de transmisión, desde el punto	No se acoge la observación. El presente plan de expansión ha sido resultado de una serie de análisis de alternativas de expansión, considerando los análisis propios de la Comisión, proyectos presentados por empresas en la instancia de convocatoria de promoción de proyectos, y los análisis y propuestas del Coordinador Eléctrico Nacional.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>evaluaron obras alternativas como ampliaciones, obras con otros niveles de tensión o tecnología (AC o DC), entre otros.</p>	<p>de vista técnico y económico. (capítulo 3, 4 y 7)</p>	<p>En base a lo anterior, a partir del numeral 7 del Informe Técnico Preliminar, se han expuestos los análisis técnicos y económicos de diferentes alternativas de expansión, complementándose dichos análisis con los anexos que se adjuntaron al momento de la publicación del Informe. En particular, a efectos de atender la necesidad de expansión entre la zona del norte grande y la zona central, y en especial atención a la longitud involucrada, la alternativa que ofrece una solución costo-eficiente resulta ser en HVDC.</p> <p>Adicionalmente, se debe aclarar que no es condición necesaria que un proyecto sea recomendado previamente por parte del Coordinador, para efectos de su incorporación al plan de expansión.</p> <p>Cabe hacer presente que esta Comisión ha solicitado a la empresa aclaraciones y/o complementación de antecedentes de acuerdo a carta CNE N°42 de fecha 01 de febrero de 2018, la cual fue respondida en términos generales no profundizando en los temas que observa, sin presentar otros antecedentes o análisis por parte de la Observante que justifique su observación.</p>
16	<p>2. Oportunidades de colaboración al proceso de planificación de la transmisión</p>	<p>Si bien se cumplen aspectos administrativos de la Ley, hubiera sido deseable que el proceso contemplara una etapa de participación temprana de terceros, sobre todo, con los niveles de inversión que se están proponiendo y el impacto que éste puede tener a los clientes finales.</p> <p>Este proceso de colaboración, podría haber permitido incorporar nuevos aspectos en las evaluaciones, como por ejemplo: los criterios de holgura, los escenarios futuros de generación del sistema eléctrico</p>	<p>Considerar oportunidades de colaboración y aporte temprano al proceso de planificación de la transmisión.</p>	<p>Se acoge la observación. Con relación a la observación presentada por Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, relativa a considerar oportunamente la colaboración y aporte de las empresas, esta Comisión indica que el proceso ya contempla una instancia de presentación de proyectos por parte de particulares y de presentación de observaciones al Informe Técnico Preliminar. Sin perjuicio de ello, la Comisión está considerando implementar en los próximos procesos de planificación, instancias de publicidad adicionales a las establecidas en la Ley, a fin de dar a conocer el contenido del Informe Técnico Preliminar antes de emitir su versión final.</p>

## **EMPRESAS NO INSCRITAS EN EL REGISTRO PARTICIPANTES Y USUARIOS E INSTITUCIONES INTERESADAS**

## 28. EÓLICA LA ESPERANZA S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	4.1.13.1	En relación a lo indicado en el subtítulo "4.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra" referente a la Ampliación en S/E Negrete, se observa que el detalle entregado sobre la ampliación de la barra de 66 kV no permite concluir que se cumplen con los objetivos señalados en el subtítulo "7.5.7 SECCIONAMIENTO EN S/E NEGRETE Y AMPLIACIÓN EN S/E NEGRETE", en específico sobre permitir el ingreso de nuevas unidades de generación ERNC en la Región del Bío-Bío, ya que no se detalla cuántos paños se considera en la nueva barra de 66 kV para la conexión de nuevos proyectos.	Se propone detallar que la ampliación de la barra de 66 kV tendrá a lo menos 3 paños para la conexión de los nuevos proyectos de la zona, considerando el proyecto de Parque Eólico La Esperanza II de Eólica La Esperanza S.A. y Parque Eólico Negrete de WPD S.A. que están a la espera de esta ampliación para construir sus proyectos.	Se tiene por no presentada la observación. Empresa Eólica La Esperanza S.A. no se encuentra inscrita en el registro de usuarios e instituciones interesadas del presente proceso de expansión de transmisión.

## 29. LUZLINARES S.A. / LUZ PARRAL S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	SE Alto del Río	Esta SE de poder viene a suplir el crecimiento de la zona rural sur poniente de la comuna de San Javier y poniente de la comuna de Villa Alegre, que actualmente se encuentra como subalimentador de un alimentador de CGED. En el mes anterior, el servicio del alimentador de CGED tuvo cuatro eventos que dejo sin suministro a nuestros clientes por un periodo no despreciable.	Volver a evaluar condición de nuevos puntos de inyección por condición de compra entre distribuidoras.	Se tiene por no presentada la observación. Empresas Luz Linares S.A. y Luz Parral S.A. no se encuentran inscritas en el registro de usuarios e instituciones interesadas del presente proceso de expansión de transmisión.
2	Tap Off Alto del Río	Complemento del proyecto del punto anterior	Complemento del proyecto del punto anterior	Se tiene por no presentada la observación. Empresas Luz Linares S.A. y Luz Parral S.A. no se encuentran inscritas en el registro de usuarios e instituciones interesadas del presente proceso de expansión de transmisión.
3	SE Los Batros	Actualmente esta zona es alimentada por la SE Linares Norte y Panimávida. Por otra parte la SE Linares Norte se encuentra actualmente al 52% de su capacidad, se proyecta que para 5 años la capacidad este al 70% y son necesarias inversiones en el mediano plazo.	Volver a evaluar condición de nuevos puntos de inyección por condición de respaldo a SE Panimávida.	Se tiene por no presentada la observación. Empresas Luz Linares S.A. y Luz Parral S.A. no se encuentran inscritas en el registro de usuarios e instituciones interesadas del presente proceso de expansión de transmisión.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
4	Tap Off Los Batros	Complemento del proyecto del punto anterior	Complemento del proyecto del punto anterior	Se tiene por no presentada la observación. Empresas Luz Linares S.A. y Luz Parral S.A. no se encuentran inscritas en el registro de usuarios e instituciones interesadas del presente proceso de expansión de transmisión.
5	SE Parral Norte	Crecimiento de la demanda de Alimentadores Bullileo y Retiro, propone la creación de un nuevo alimentador con el propósito de mejorar la calidad de servicio. En la actual condición de la SE Parral de propiedad de CGE, es poco viable técnicamente la generación de un nuevo alimentador para las pretensiones de Luzparral.	Volver a evaluar condición de nuevos puntos de inyección por condición de compra entre distribuidoras.	Se tiene por no presentada la observación. Empresas Luz Linares S.A. y Luz Parral S.A. no se encuentran inscritas en el registro de usuarios e instituciones interesadas del presente proceso de expansión de transmisión.
6	Tap Off Parral Norte	Complemento del proyecto del punto anterior	Complemento del proyecto del punto anterior	Se tiene por no presentada la observación. Empresas Luz Linares S.A. y Luz Parral S.A. no se encuentran inscritas en el registro de usuarios e instituciones interesadas del presente proceso de expansión de transmisión.

### 30. ENERGÍA COYANCO S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.2.9	Altera el Sistema de Fijación de precios		Se tiene por no presentada la observación. Empresa Energía Coyanco S.A. no se encuentra inscrita en el registro de usuarios e instituciones interesadas del presente proceso de expansión de transmisión.
2	Sistemas de Almacenamiento	Atenta en contra de la neutralidad tecnológica reconocida en la LGSE.	3.2.9 Indicación del costo asociado al generador respectivo.	Se tiene por no presentada la observación. Empresa Energía Coyanco S.A. no se encuentra inscrita en el registro de usuarios e instituciones interesadas del presente proceso de expansión de transmisión.
3	Sistemas de Almacenamiento	Altera las condiciones del mercado eléctrico, de acuerdo a D.L. Nº211	3.2.9.1 Los costos deben ser asumidos por los propios causantes, no puede ser el sistema, en conjunto, asumir el costo de dichos causantes.	Se tiene por no presentada la observación. Empresa Energía Coyanco S.A. no se encuentra inscrita en el registro de usuarios e instituciones interesadas del presente proceso de expansión de transmisión.



# FIGURAS DE OBSERVACIONES

## 4. SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A (SAESA)

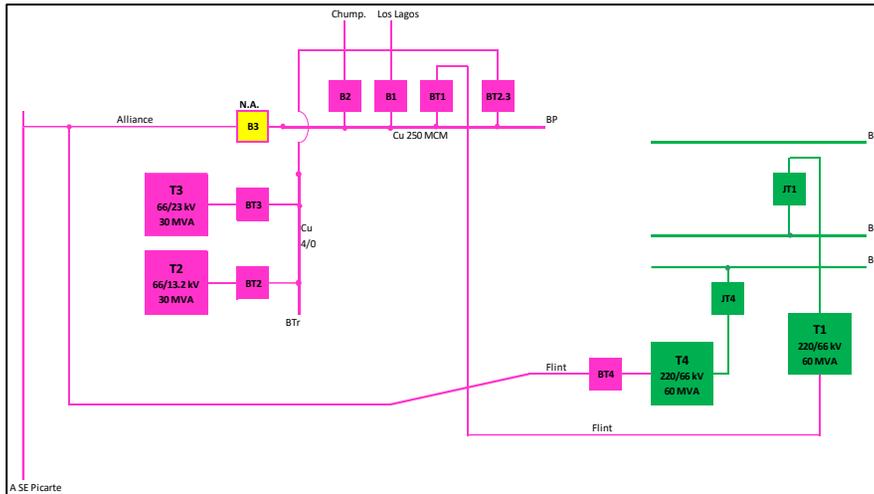


Figura 1 – Saesa

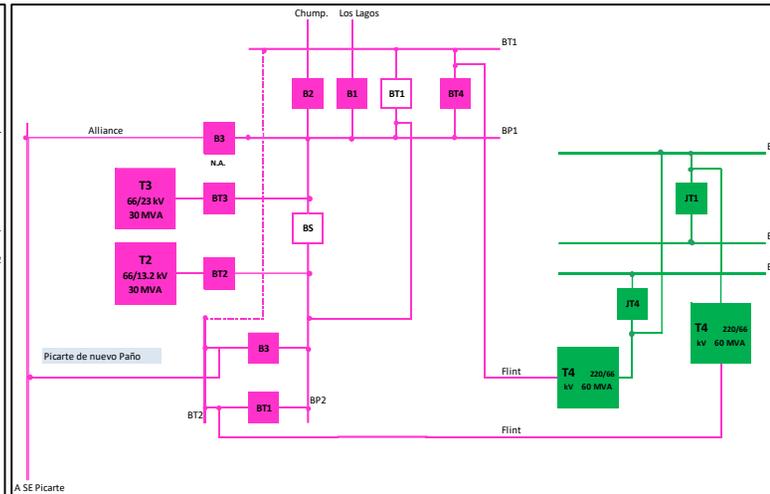


Figura 2 – Saesa

## 5. CHILQUINTA ENERGÍA S.A.

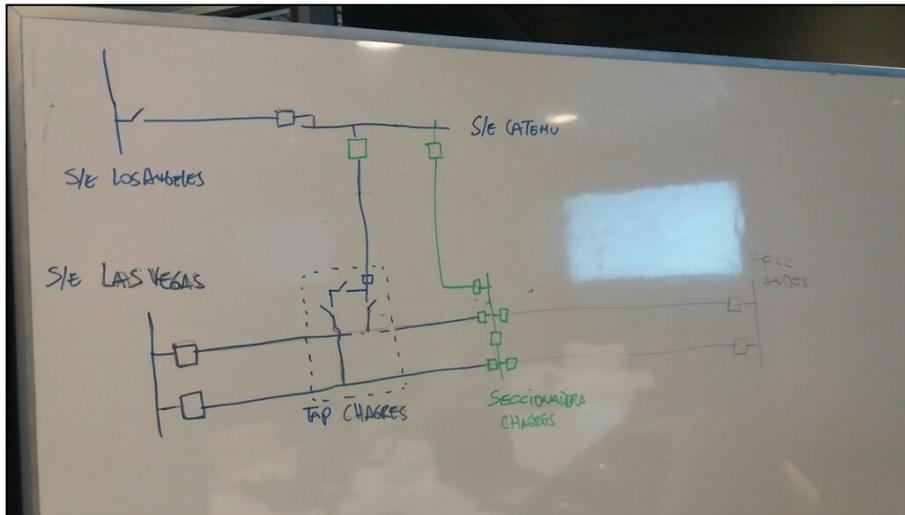


Figura 1 – Chilquinta

## 15. TRANSELEC S.A.

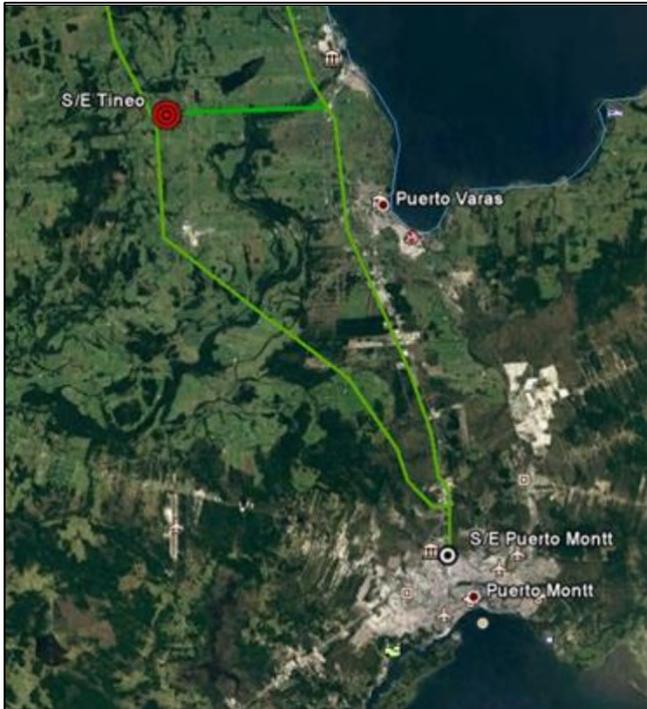


Figura 1 – Transelec

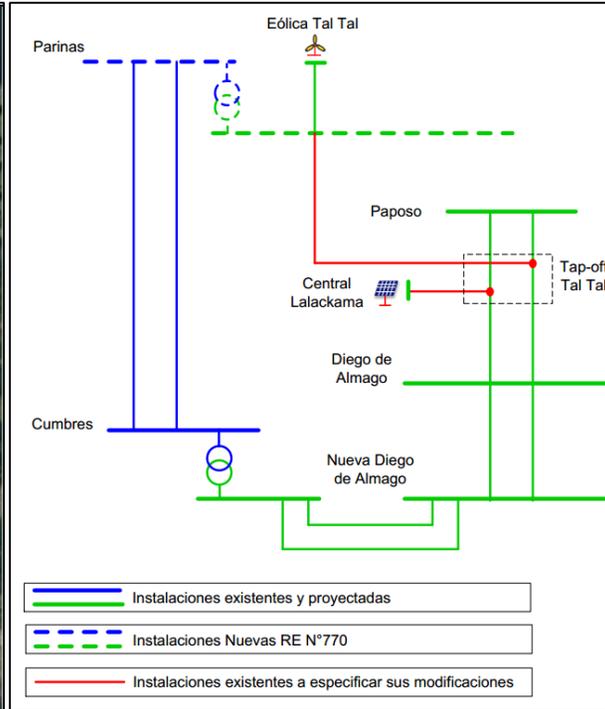


Figura 2 – Transelec

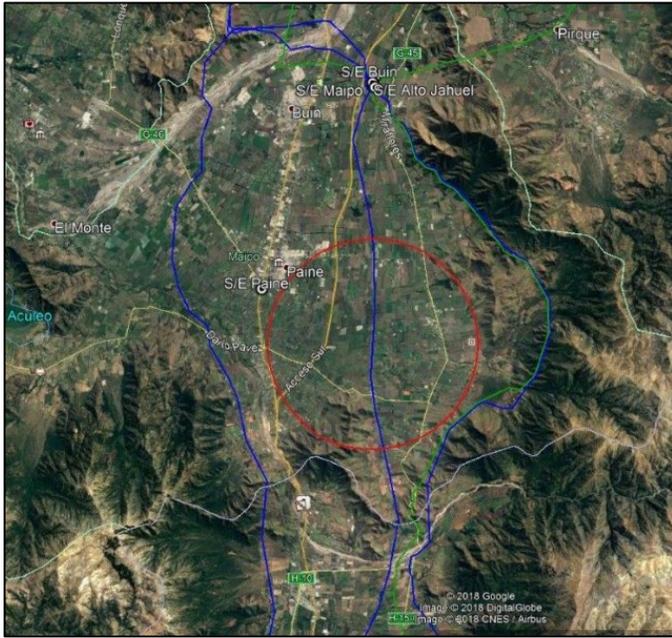


Figura 3 – Transelec

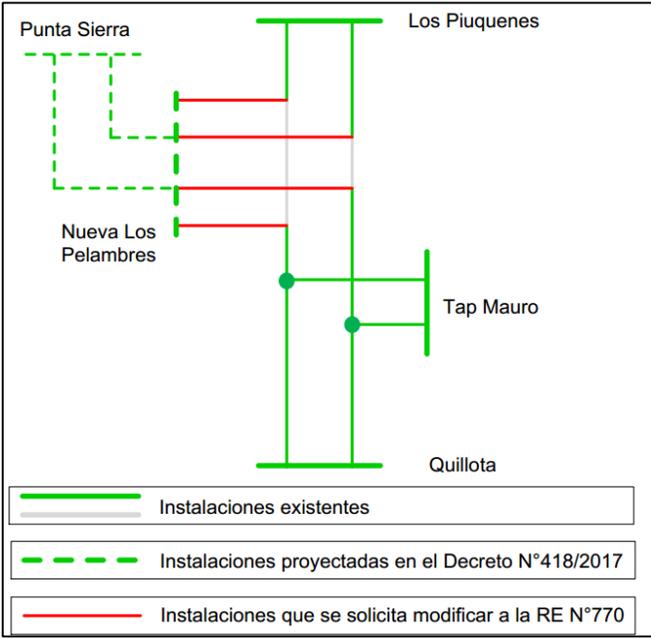


Figura 4 – Transelec

## 24. COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



Figura 1 – Coordinador Eléctrico Nacional



Figura 2 – Coordinador Eléctrico Nacional

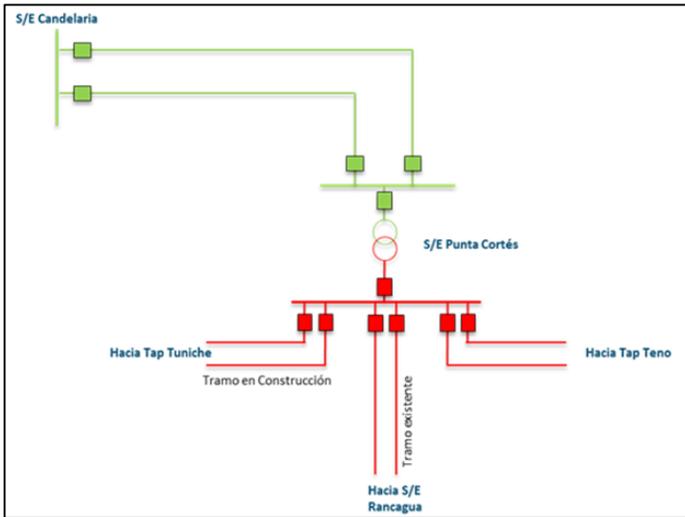


Figura 3 – Coordinador Eléctrico Nacional

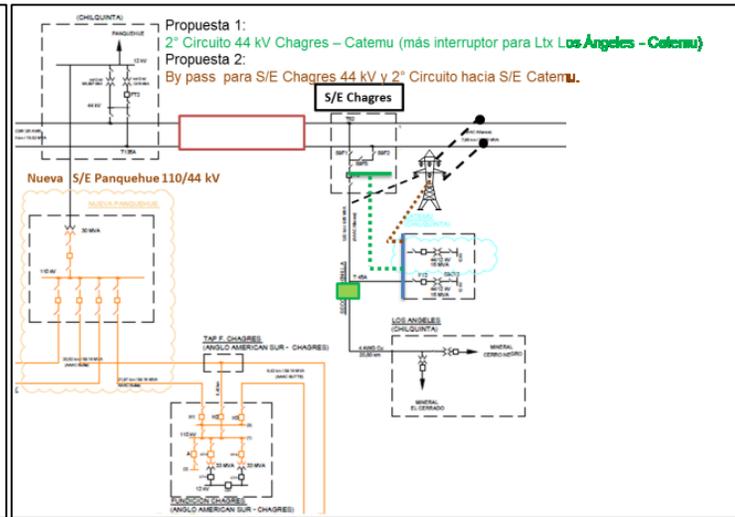


Figura 4 – Coordinador Eléctrico Nacional

## 27. COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI

Tabla 13: Escenarios energéticos considerados

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
Disposición social para proyectos	+ Costo y con carbón CCS	Libre	+ Costo y con carbón CCS	+ Costo	+ Costo
Demanda energética	Bajo	Alta	Media	Baja	Alta
Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
Costos de externalidades ambientales	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto

Figura 1 – Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi

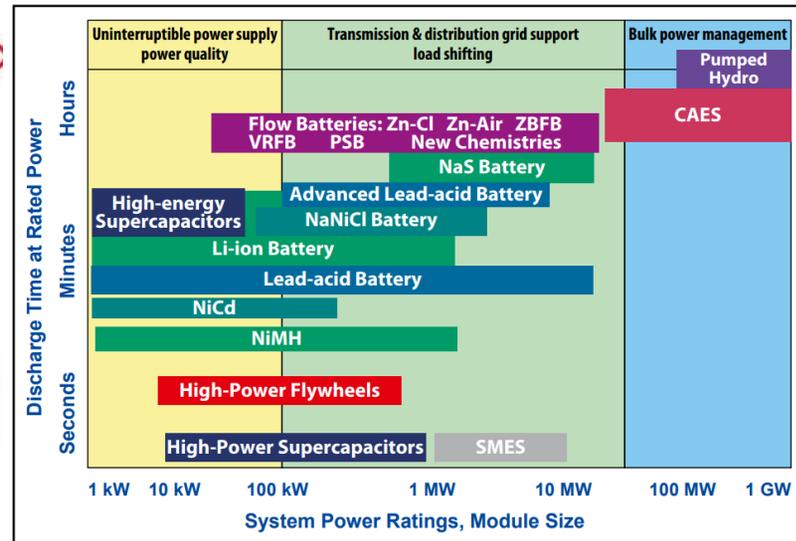


Figura 2 – Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi: Posicionamiento de diversas alternativas tecnológicas de almacenamiento

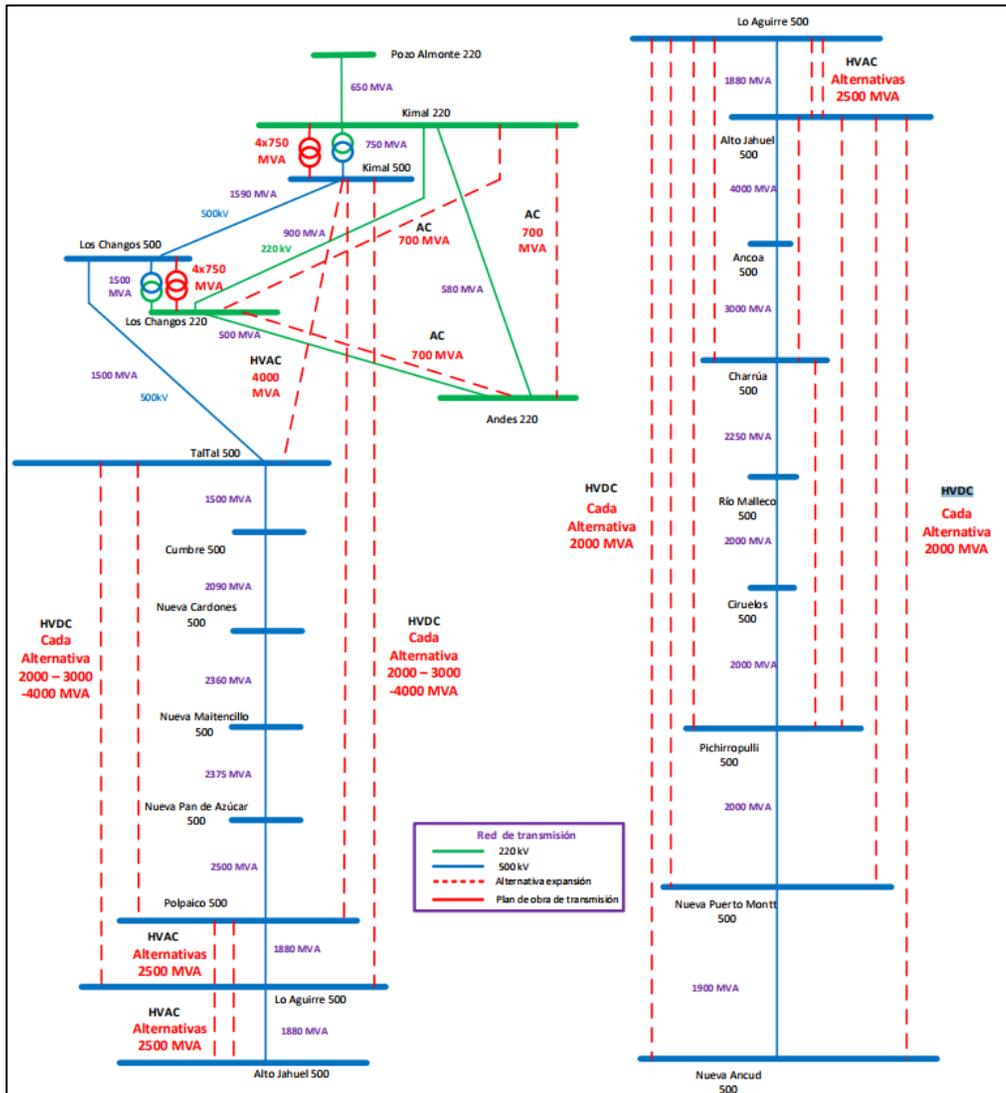


Figura 3 – Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi: capacidades de transmisión de alternativas de expansión consideradas