

# Respuesta a Observaciones realizadas a Informe de Diagnostico del Uso Esperado Del Sistema de Transmisión 09 de Diciembre de 2019

Proceso de Planificación de la Transmisión 2020

09 de junio de 2020

---

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

[www.coordinador.cl](http://www.coordinador.cl)

## CONTROL DEL DOCUMENTO

### APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Final	Juan Carlos Araneda T. – Subgerente de Planificación
Rev.1	Roger Mellado Z. - Jefe Departamento de Planificación Eléctrica

### REVISORES

Nombre	Cargo
Roger Mellado Z.	Jefe Departamento de Planificación Eléctrica

### AUTORES

Nombre	Cargo
Manuel Bravo M.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica
Giovani Bastidas H.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica
Patricio Goyeneche R.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica
Pablo Jerez C.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica

## CONTENIDO

### 1. ANTECEDENTES ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

---

En este anexo se presentan las respuestas a las observaciones realizadas por las empresas al Informe de Diagnóstico de Uso Esperado del Sistema de Transmisión 2020 emitido por el Coordinador en el mes de diciembre de 2019, como parte del proceso de Propuesta del Plan de Expansión 2020.

## 1. RESPUESTAS.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
Acciona Energía Chile Holdings S. A	5.1.3.1. Comentarios, pág. 48	El 6to punto indica que la futura línea HVDC Kimal-Lo Aguirre alcanzaría en pocos años su límite de capacidad, lo cual evidencia la necesidad de incluir nuevas obras de ampliación para la evacuación de la energía desde el Norte grande hacia el centro del país.	Evaluar un aumento en la capacidad mínima por polo para el proyecto HVDC Kimal-Lo Aguirre o estaciones inversoras en paralelo. Además, incluir en el análisis un posible tercer terminal (rectificadora) del corredor en la futura subestación Taltal 500kV, debido al potencial eólico que posee dicha zona.	Se destaca que el Coordinador realizó estudios con distintas sensibilidades asociadas al proceso de descarbonización, siendo estos análisis incorporados en las propuestas.
	5.1.3.1. Comentarios, pág. 48	Se indica sobre la intención de conexión de gran cantidad de proyectos en la zona de S/E Crucero y S/E Kimal ¿Cuál es el proceso o input para declarar "la intención" de conexión de un proyecto?	Indicar si existe una metodología para esta caracterización de intención y, si existe esta característica, indicarla en qué otras zonas están presentes. Además, la zona coincide con un gran número de terrenos próximos a licitar por el Ministerio de Bienes Nacionales, por lo que sería necesario proponer nuevo crecimiento en S/E Miraje o seccionamiento que implique poder evacuar grandes cantidades de energía en horario diurno.	Aquellas zonas de gran interés que surgen se identifican por aquellos proyectos que presentan solicitudes de conexión al sistema o requerimientos de uso de capacidad técnica disponible en sistemas dedicados, así como aquellas ampliaciones requeridas por proyectos de generación a través del artículo 102.
	5.3.3.1. Comentarios, Pág. 84	De acuerdo a la minuta de operación "DOp N° 01/2019 Zona Quinta Costa" existe una limitación en la 5ta Región debido a la protección de sobre corriente asociada al paño San Pedro de S/E Quillota frente a una contingencia simple, por lo cual la restricción establecida es conjunta al transformador de Agua Santa 220/110kV, como se indica: Tx (LT 110 kV Quillota-San Pedro) + 0.52*Tx (ATR 220/110 kV S/E Agua Santa) <	Se considera inminente analizar en mayor detalle el uso de las instalaciones mencionadas, especialmente por el adelanto en la salida de Ventanas 1 y 2 a 2022, lo que aumentaría el déficit de generación en la 5ta costa. Para lo anterior sería prudente evaluar un escenario de despacho visto en la operación real donde se producen estas limitaciones, para aumentar la capacidad de transferencias hacia dicha zona.	El Coordinador ha estudiado la zona considerando los nuevos proyectos incluidos en el Decreto Exento 418: "Ampliación en S/E Agua Santa", "Ampliación en S/E Alto Melipilla", "Nueva S/E La Pólvora", "S/E Nueva Casablanca", "Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla - Nueva Casablanca - La Pólvora - Agua Santa", adicionalmente se considera la salida del Transformador T1 de S/E Ventanas 220/110 kV. En el Informe Complemento a la propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, se incorpora sección con estos análisis. Finalmente hay que indicar que en el Informe que contiene el plan de Expansión 2019 de la CNE se incluye proyecto de Normalización de Ltx 110 kV Quillota – San Pedro otorgando seguridad a la zona.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		250 [MVA]. Esta es una limitación que recurrentemente se observa en la operación real. (Para mayor detalle se adjunta un diagrama unilineal con las instalaciones comprometidas en la zona de la quinta costa).		
	5.5.8. Problemáticas actuales de operación- Tabla 5.5.16, Pág. 128	El informe indica que entre las SSEE Ancoa, Charrúa y Entre Ríos existen limitaciones asociadas al dimensionamiento de los TTCC.	Evaluar el reemplazo de dichos transformadores, debido a que son obras que conllevan una menor inversión y tiempo de ejecución que el reemplazo de circuitos o nuevas líneas, pero que permitirían levantar las restricciones y disminuir las congestiones.	En el Informe Complemento a la Propuesta de Expansión de Transmisión 2020 se incluyen obras que apuntan al reemplazo de los TT/CC y mejoran problemática planteada.
	5.6.1. Descripción del sistema- Tabla 5.6.1, Pág. 133	Según el estudio de restricciones del sistema de transmisión 2019 la línea Cautín-Mulchén-Charrúa 2x220kV está limitada por la capacidad de los TTCC, pero en la Tabla 5.6.1 se indica una limitación por la capacidad del conductor.	Corregir la capacidad de los tramos de acuerdo el estudio de restricciones y evaluar la ampliación de los TTCC.	Se considera en el Informe complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.
	6.4.1.2 Transformadores AT/AT- Tabla 6.4.2., Pág. 252	Los resultados de cargabilidad del transformador Calama 220/110/23 se consideran demasiado bajos, ya que existe un gran número de proyectos FV con RCA aprobado o en trámite que se conectarían a Calama 110, congestionando el transformador en horas de sol.	Verificar que en el plan de obras se encuentren los proyectos: FV Usya (52 MW), PE Valle Los Vientos (90 MW) y FV Sierra Gorda (400 MW).	Se agregan estos proyectos de acuerdo con los criterios definidos en el informe de Proyección De Oferta Eléctrica: Escenarios De Generación Para La Planificación De La Red De Transmisión de 30 octubre 2019.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Apéndice I - Plan de Obras 2020 - Tabla 5-1.</p>	<p>En la tabla faltan una gran cantidad de proyectos que se encuentran en los planes de obras del ITDPNCP julio 2019 y otros con PPA aprobado, tales como: PE Entre Ríos (216 MW), PE Caman(150 MW), PE Malleco 1 y 2 (255 MW), Puelche Sur (132 MW), FV Sierra Gorda (380 MW), FV Campos del Sol (380 MW), FV Sol del Desierto (230 MW), PE Calama (162 MW).</p>	<p>Incorporar los proyectos listados y todos los que se encuentran en el plan de obras del ITDPNCP de julio 2019.</p>	<p>La tabla presentada en el Apéndice I - Plan de Obras 2020 - Tabla 5-1, no representa una tabla con la totalidad de las obras de generación en construcción o que hayan sido comprometidas en los procesos de licitación de suministros. Dicha tabla sólo representa un cruce de información de los proyectos que hicieron solicitud uso de capacidad técnica (SUCT) y solicitud de aprobación de solución de conexión (SASC), a través del departamento de acceso abierto del coordinador, y cuyas solicitudes se encuentran ya sea aprobadas, o el proyecto se encuentra en construcción. En el caso de este tipo de proyectos, los que no fueron considerados previamente como desarrollo en construcción, fueron considerados en la etapa posterior de simulación de la operación, como alternativas de expansión para ir distribuyendo de manera más realista el potencial óptimo de generación proveniente de los modelos de optimización de inversiones generación-transmisión. En cuanto a las centrales de entrada fija en los modelos, se consideraron todas las obras de generación en construcción incluidas en la Resolución Exenta N°377 de junio de 2019 que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción, y además se consideraron proyectos de generación comprometidos en los procesos de licitación de suministro. En particular fueron modeladas las centrales Puelche Sur, Caman y Malleco como comprometidas en licitación.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
AES Energía S. A	3 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS, 3.1 OFERTA, 3.2 A 3.4	Diversificar la posición de las centrales generáticas: Actualmente el modelo de expansión de generación genérica, por una razonable simplificación, solo incorpora la expansión en las barras troncales, pero lógicamente esto no se condice con la realidad, ya que los proyectos se ubican en ciertas zonas copando todas las líneas de transmisión cercanas (caso zona Charrúa, donde se han utilizado líneas de 66kv, 132kv y 220kv).	Solicitamos distribuir los proyectos genéricos para determinar eventuales copamientos en la transmisión nacional o zonal y poder actuar anticipadamente ante estos acontecimientos. La distribución se podría obtener tanto de la actual distribución que los proyectos que se encuentran en funcionamiento o en construcción, así como también en proporción a las solicitudes SASC o SUCT.	De acuerdo con la observación. Efectivamente en el modelo de optimización de inversiones generación-transmisión se utiliza una red reducida del sistema de transmisión nacional, con el fin de hacer factible la solución del problema de optimización en términos de tiempos computacionales. No obstante, en el modelo PLP de simulación de la operación generalmente se distribuye el plan de obras óptimo de generación obtenido del modelo de optimización de inversiones, haciendo uso de la información proveniente de las solicitudes de SASC y SUCT, y otros criterios de distribución basados en información de proyectos ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. No obstante, el distribuir de mejor manera proyectos de generación genéricos no necesariamente significará el realizar propuestas de expansión del sistema de transmisión zonal o nacional de menor escala asociados a dichos proyectos genéricos, siendo estos potenciales de generación atribuibles a expansiones de transmisión de gran escala, que involucren tiempos de construcción no compatibles con los tiempos de construcción de proyectos de generación.
	3 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS, 3.1 OFERTA, 3.2 A 3.4	líneas Internacionales: Ante las eventuales líneas internacionales que podrían ingresar al sistema en los próximos años, pedimos que se incluya un apartado con este análisis y su impacto en la expansión del sistema de transmisión.	Incluir un apartado con el impacto y las eventuales propuestas de expansión, producto de las interconexiones Internacionales entre Perú - Chile y Argentina - Chile	Se incorporó un apartado de los análisis de las conexiones internacionales en la Propuesta de Expansión de Transmisión 2020 del Coordinador.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	3 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS, 3.1 OFERTA, 3.2 A 3.4	Almacenamiento como opción de expansión como oferta: Como parte de los supuestos de expansión de la oferta se incluyen opciones de almacenamiento en diferentes partes del sistema, siguiendo variables referenciales.	Se solicita incluir variables de desarrollo de almacenamiento más acelerado, para revisar el diagnóstico de las necesidades de expansión. Lo anterior en base a curvas de aprendizaje que reducen los costos de desarrollo de estos sistemas.	Los supuestos sobre proyecciones de costos de inversión de tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento corresponden a los utilizados por el Ministerio de Energía en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), y en este caso particular corresponden a los costos de inversión de la actualización de la PELP emitida en diciembre del año 2019. En base a lo anterior, en términos generales no se incorporarán proyecciones de costos de inversión particulares diferentes a los utilizados en la actualización de la PELP.
	3 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS	Almacenamiento como opción de expansión de la transmisión: Como parte de los supuestos de expansión de la oferta se incluyen opciones de almacenamiento en diferentes partes del sistema, siguiendo variables referenciales.	Se solicita incluir dentro de las opciones de expansión de la transmisión al almacenamiento, debido las curvas de aprendizaje que reducen los costos de desarrollo de estos sistemas.	Los sistemas de almacenamiento fueron incorporados como alternativa de expansión en el modelo de optimización conjunta generación-transmisión, y el modelo de optimización de inversiones de generación con restricciones operativas, donde los costos de inversión utilizados para estas tecnologías corresponden a los de la actualización de la PELP. No obstante, estas alternativas se consideran como parte del plan de obras de generación, y no fueron consideradas como parte de las propuestas de expansión del sistema de transmisión, mientras regulatoriamente no se reconozcan este tipo de activos como alternativas factibles de incorporar en los planes de expansión del sistema de transmisión.
	5.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO	Diagnóstico uso Tx zona Parinas-Likanantai y Zaldívar-Andes: Como complemento es necesario incorporar los análisis de flujos y otros por los circuitos de 220 kV considerando el Hub de generación solar en Andes 220 y el Hub eólico en Parinas.	Se propone un análisis más completo por la zona de interés ante el antecedente expuesto en "Apéndice I - Plan de Obras 2020", donde se detallan polos de generación Solar en Andes 220 (1950 MW).	Se destaca que en el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se incluye información actualizada de oferta y demanda, prestando especial atención al a zona referida.



Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	5.3 ZONA QUINTA REGIÓN	Cierre de centrales a Carbón: En base al reciente anuncio de adelanto del cese de operaciones de las centrales Ventanas 1 y Ventanas 2, se hace necesario revisar los análisis efectuados para poder detectar los impactos en la zona que esto generaría. Lo anterior para identificar las instalaciones que son necesarias para el funcionamiento del sistema, así como también los impactos que genera.	Se propone realizar un análisis más exhaustivo y de detalle de la zona en base a análisis eléctricos para detectar las capacidades en el corto plazo, así como también la búsqueda de obras de expansión de cortísimo plazo, la identificación de obras urgentes u obras menores, que permitan el cese de operaciones en las fechas comprometidas.	<p>El Coordinador ha estudiado la zona considerando los nuevos proyectos incluidos en Decreto Exento 418: "Ampliación en S/E Agua Santa", "Ampliación en S/E Alto Melipilla", "Nueva S/E La Pólvora", "S/E Nueva Casablanca", "Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla - Nueva Casablanca - La Pólvora - Agua Santa". En el Informe Complemento a la propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, se incorpora sección con estos análisis.</p> <p>Se destaca que en el Informe que contiene el plan de Expansión 2019 de la CNE se incluye proyecto de Normalización de Ltx 110 kV Quillota – San Pedro otorgando seguridad a la zona.</p>
	5.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA	Diagnóstico y urgencia de expansiones de transmisión: Se estima necesario efectuar un análisis más exhaustivo y en detalle de las opciones para solucionar las congestiones y limitaciones en los tramos Ancoa – Alto Jahuel 500 kV y Charrúa – Entre Ríos – Ancoa 500 kV, sin perjuicio de las soluciones de largo plazo o estructurales establecidas para la zona.	Se propone evaluar obras de expansión de cortísimo plazo, identificando obras urgentes u otras medidas de mitigación, tal que reduzcan la problemática en los tramos indicados.	<p>Como medidas de corto plazo se incorporan las siguientes obras, que preparan las líneas de 500 kV para mayores transferencias:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Reemplazo de TTCC Paños K1 y K2 en S/E Charrúa</li> <li>* Reemplazo de TTCC Paños K1, K2, K3 y K4 en S/E Ancoa</li> <li>* Reemplazo de TTCC Paños K1, K2 en S/E Alto Jahuel</li> </ul> <p>Análisis y obras incluidas en informe complemento propuesta expansión 2020</p>
	5.6 CHARRÚA – CHILOÉ	Diagnóstico y urgencia de expansiones de transmisión: En base a la gran cantidad de obras de generación ERNC actualmente en construcción en la zona mencionada, se estima necesario efectuar un análisis más exhaustivo y de detalle de las opciones de expansión que a la zona le pueden dar solución en el corto plazo, sin perjuicio de las soluciones de largo plazo o	Se propone realizar un análisis más exhaustivo y de detalle de la zona en base a análisis eléctricos para detectar las capacidades en el corto plazo, así como también la búsqueda de obras de expansión de cortísimo plazo, la identificación de obras urgentes u obras menores, que otorguen mayor capacidad a la zona.	En el Informe Complemento a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, se incorpora los proyectos de generación ERNC para el desarrollo de los estudios incluidos en el documento

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		estructurales establecidas para la zona.		
Andes Mainstream SpA	Tabla 3.1.1.	No queda claro que se refiere "Referencial" y "Referencial - ITP"		Debiese decir referencial ITD. Se refiere a que los precios de combustibles utilizados por la CNE en el Informe de Precios de Nudo definitivo vigente a la fecha de elaboración del estudio. Se agregará aclaración y se corregirá ITP por ITD. En lo referencial, se refiere a los supuestos referenciales de la PELP, en este punto también se agregará aclaración.
	Sección 3.4	No se presentan resumen de los escenarios D y E	Se recomienda incluir un resumen de los escenarios D y E, de igual forma como se hizo con los otros tres escenarios	En términos generales, estos escenarios (D y E) no fueron utilizados para la confección de los planes de obras de generación, y sólo corresponden a escenarios que modifican los escenarios A y B para realizar simulaciones de la operación en PLP considerando 5 escenarios, donde los dos últimos (D y E) agregan sesgos hidrológicos a los escenarios A y B, considerando sólo hidrologías correspondientes a los últimos 20 años.
	Pág. 15	Para el valor proyectado de la población se presenta referencia del INE del año 2011	Se podría incluir referencia más actualizada	Se desarrolló un ajuste en las previsiones de demanda que consideró una actualización de la previsión de IMACEC y la utilización de un modelo que solo depende de la variable de desarrollo económico y precio medio de la energía.  Se destaca que se hizo una sensibilidad con el ajuste mencionado, y se realiza actualización de los análisis correspondientes para el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.
	Pág. 15	Para la proyección del número de viviendas se toma como referencia la metodología MAPS del año 2013	Se podría incluir referencia más actualizada	Se desarrolló un ajuste en las previsiones de demanda que consideró una actualización de la previsión de IMACEC y la utilización de un modelo que solo depende de la variable de desarrollo económico y precio medio de la energía.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				Se destaca que se hizo una sensibilidad con el ajuste mencionado, y se realiza actualización de los análisis correspondientes para el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.
Pág. 15		Se utiliza la proyección de IMACEC de enero del 2018	Se podría incluir referencia más actualizada	Se desarrolló un ajuste en las previsiones de demanda que consideró una actualización de la previsión de IMACEC y la utilización de un modelo que solo depende de la variable de desarrollo económico y precio medio de la energía.  Se destaca que se hizo una sensibilidad con el ajuste mencionado, y se realiza actualización de los análisis correspondientes para el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.
Figura 3.5.5.		El gráfico comienza con datos desde el año 2010, y señala que es proyección, los datos entre los años 2010 y 2019, corresponden a información real o a proyecciones?		Se corrigen los gráficos.  La información previa al estudio (Previo 2018) corresponde a valores históricos.
Pág. 25		Se señala que el modelo considera la información contenida en la base de datos de Información Técnica del Coordinador, actualizada a agosto del 2018	Se podría incluir referencia más actualizada	Para el estudio se utilizó información actualizada a agosto de 2019, por tanto, el texto señalado es erróneo y es corregido en el informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.
Sección 5.1		Considerando los proyectos que se encuentran en la etapa de acceso abierto del Coordinador, identificamos que se producirán congestiones en las líneas ubicadas al norte de la S/E Kimal, en especial en el tramo Frontera - María Elena - Kimal	En caso de que la CNE no proponga obras en las líneas mencionadas en el informe preliminar al Plan de Expansión del año 2019, se recomienda incluir una obra de ampliación, por ejemplo, un cambio de conductor.	Se destaca que en el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se incluye información actualizada de oferta y demanda, prestando especial atención al a zona referida.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Sección 5.2	Considerando los proyectos que se encuentran en la etapa de acceso abierto del Coordinador, identificamos que se producirán congestiones en las líneas ubicadas al sur de la S/E Algarrobal, en especial en el tramo Algarrobal - Maitencillo.	En caso de que la CNE no proponga obras en las líneas mencionadas en el informe preliminar al Plan de Expansión del año 2019, se recomienda incluir una obra de ampliación, por ejemplo, un cambio de conductor.	Se destaca que en el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se incluye información actualizada de oferta y demanda, prestando especial atención a la zona referida.
	Sección 5.5	Considerando los proyectos que se encuentran en la etapa de acceso abierto del Coordinador, identificamos que se producirán congestiones en las líneas ubicadas entre las SS/EE Rapel - Loica - Melipilla	En caso de que la CNE no proponga obras en las líneas mencionadas en el informe preliminar al Plan de Expansión del año 2019, se recomienda incluir una obra de ampliación, por ejemplo, un cambio de conductor.	En base a los criterios indicados en el Informe Complemento de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se han incorporado los proyectos en la etapa de acceso abierto, no habiéndose detectado requerimientos de transmisión para la zona. No obstante, lo anterior se reevaluará esta zona en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.
Chilquinta Energía S. A	5.3.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL  5.3.3.1 Comentarios, Página 84	Final del tercer párrafo se indica que se debe explorar alternativas para los futuros problemas de tensión ante nuevos consumos en el entorno de la S/E Alto Melipilla. Estos nuevos consumos son proyectos como son El Mega Puerto.  Dada la envergadura del proyecto no solo se tiene que considerar los problemas de tensión, sino que también problemas de capacidad de línea y transformadores.	En plan de expansión 2019 ya se propuso para la SE Alto Melipilla un nuevo BBCC de capacidad de 21.6 MVAR asociados al terciario del nuevo Banco de Autotransformadores 220/110/13.2 kV - 150 MVA. Sin embargo, dado que el proyecto del Mega puerto que será alimentado desde SE San Antonio, se propuso el aumento de capacidad de la línea Alto Melipilla - San Antonio por un conductor de alta temperatura.  Se recomienda contar con las dos propuestas (BBCC 21.6 MVAR y Aumento LT AMelipilla - San Antonio) ante el nuevo proyecto de Mega puerto	Se analizó la zona a partir de la respuesta de Chilquinta Energía a la carta N° DE01496-19 enviada por el Coordinador durante el año 2019. A la fecha no se ha recibido información adicional por parte de la empresa. Se reevaluará en Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, a medida que se proporcione mayores antecedentes.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>5.3.4 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT</p> <p>Página 86</p>	<p>En Tabla 5.3.7 se indica que se sobrecarga Transformador N°2 S/E El Melón y se declara como no mitigable.</p> <p>De acuerdo, efectivamente se detectó esta condición, por lo que se hicieron las propuestas correspondientes para el aumento de capacidad.</p>	<p>Se propone instalar un nuevo transformador de poder 44/12 kV - 30 MVA con CTBC y adicionalmente es necesario implementar el segundo circuito 44 kV La Calera - El Melón</p>	<p>Debido a que esta obra tampoco fue incorporada en el Plan de Expansión de la CNE 2019, se reevaluará para el proceso Propuesta Plan de Expansión 2021 del Coordinador</p>
	<p>5.3.4 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT</p> <p>Página 86</p>	<p>En tabla 5.3.8 se indica que el transformador de San Rafael T1. Es importante señalar que a pesar de que existe una condición de mitigable por la potencia en conjunto de la SE y los proyectos licitados. El reemplazo de este equipo es necesario dado la alta congestión de solicitudes de PMGD en la zona. Ahora existen 23.6 MW con lcc aprobado y existe un alto interés de conexión de PMGD en la zona (archivo adjunto "Estado PMGD San Rafael-San Gerónimo.xlsx").</p>	<p>Se propuso en plan 2019 el reemplazo del Transformador T1 por un nuevo equipo de 50 MVA con CTBC 110/12 kV para poder evacuar toda la energía inyectada por los PMGD's</p>	<p>En Informe que contiene el Plan de Expansión de la Transmisión 2019 de la CNE se incluye proyecto: "AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA SAN RAFAEL"</p>
	<p>5.3.4 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT</p> <p>Página 86</p>	<p>En tabla 5.3.9 se indica que Balandras T1 12.5 MVA está en una condición que es solucionable. Sin embargo, este transformador no tiene CTBC y, por lo tanto, la tensión de distribución se encuentra desmejorada.</p>	<p>Se propone la habilitación del T2 de la SE Las Balandras de manera de mejorar los valores de tensión y cargabilidad.</p>	<p>Se analizó la zona a partir de la respuesta de Chilquinta Energía a la carta N° DE01496-19 enviada por el Coordinador durante el año 2019. A la fecha no se ha recibido información adicional por parte de la empresa referente a niveles de tensión en media tensión.</p> <p>En Informe que contiene el Plan de expansión de la Transmisión 2019 de la CNE se presenta el proyecto "AMPLIACIÓN EN S/E LAS BALANDRAS", el cual atiende los requerimientos de la zona.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	5.3.4 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT Página 86	En tabla 5.3.9 se indica que Quilpué T2 - 25 MVA está en una condición que es solucionable. A pesar de que en conjunto la SE Quilpué no alcanza en capacidad el 85%, el equilibrio de carga de los transformadores mediante la red MT no es completamente efectiva.	Se propone la instalación de un nuevo transformador en Peñablanca T1 - 30 MVA 110/12 kV de manera de aumentar la capacidad de respaldo de SE Quilpué	En Informe que contiene a la Propuesta de Expansión 2019 de la CNE se incluye proyecto: "Ampliación en S/E Quilpué" que aumenta la suficiencia de la zona. El Coordinador no dispone de antecedentes sobre la operación de las redes de distribución de la zona, que pudiesen justificar la necesidad de propuesta del proyecto indicado.
	5.3.4 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT Página 86	En tabla 5.3.9 se indica que San Jerónimo 5.25 MVA está en una condición que es solucionable en cuanto a su capacidad. Sin embargo, cercano a la S/E existen 12 MW con lcc aprobados para la conexión (archivo adjunto "Estado PMGD San Rafael-San Gerónimo.xlsx").	Se propondrá en plan 2020 el reemplazo del transformador por un nuevo equipo de 25 MVA - 66/12 kV de capacidad.	No se han recibido antecedentes adicionales sobre el estado de las solicitudes. Se reevaluará la zona en Propuesta de la Expansión 2021 del Coordinador.
	5.3.5 DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/AT Página 87	Se indica los siguientes transformadores son AT/AT, lo que no corresponde: - Catemu - Panquehue - Rio Blanco	Se solicita eliminar referencia de transformadores mal clasificados	Observación considerada e incorporada al Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 del Coordinador.
	5.3.6 DIAGNÓSTICO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Página 89	El proyecto nueva SE Seccionadora Chagres corresponde al decreto 4.	Se solicita corregir el proyecto Nueva SE Seccionadora Chagres ya que no corresponde al decreto 293.	Observación considerada e incorporada al Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 del Coordinador.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	5.3.7 IMPACTO LOCAL DEBIDO AL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN Páginas 90 y 91	Tabla 5.3.10 se indica que Agua Santa 220/110/60 150 MVA T1. La capacidad de este equipo es de 300 MVA.	Se solicita indicar si los porcentajes de cargabilidad de los ATR están correctos o se necesita modificar dicho porcentaje.	Observación considerada e incorporada al Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 del Coordinador. Se incorpora análisis en Informe Complemento a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 del Coordinador
		La salida de las Centrales Ventanas 1 y 2 saldrán de servicio los años 2020 y 2022, lo que no corresponde a las fechas utilizadas para descarbonización.	Se solicita modificar las tablas: - 5.3.10, 5.3.11, 5.3.12 y 5.3.13 de acuerdo a fechas indicadas por la autoridad	Observación considerada e incorporada al Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 del Coordinador.
		En la tabla 5.3.13 se indican que la línea Agua Santa - Miraflores se tiene una cargabilidad de 133% en la condición N-1.	De acuerdo con el análisis. El proyecto no cumple con la condición N-1, se posponen el aumento de capacidad de la LT para las propuestas 2020.	Observación considerada e incorporada al Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 del Coordinador.
		En la tabla 5.3.13 se indican que la línea Quillota se tiene una cargabilidad de 135% en la condición N-1.	De acuerdo con el análisis. El proyecto no cumple con la condición N-1. En la propuesta 2019 se propuso el segundo circuito. Esta línea toma relevancia para el sistema Costa ante las salidas de las centrales de Ventanas.	Observación considerada e incorporada al Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 del Coordinador.
		No se menciona en la tabla 5.3.13 la cargabilidad de la línea San Pedro - Las Vegas. De acuerdo a informe "20190219 Informe Estudio Sistema CHQ Definitivo" (adjunto), página 54 punto 5.3.2.1, existen cargas proyectadas superiores al 100%	Se propone se incluya en análisis ya que en noviembre de 2019 entró en servicio la nueva SE Mayaca 220/110 kV.	Los proyectos "AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X110 KV LAS VEGAS – ESPERANZA" y "AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X110 KV ESPERANZA – RÍO ACONCAGUA" promovidos en el Plan de Expansión de la Transmisión 2019 de la CNE, mejoran la suficiencia de las instalaciones mencionadas. Se reanalizará observación para Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 del Coordinador.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	5.4.6 DIAGNOSTICO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN  Página 107	La entrada de SE Data Luna 150 MVA que se conectará a la línea Las Vegas - Cerro Navia, mediante el Tap Off Los Libertadores, lo que se debe incorporar en la tabla 5.4.11.	Se solicita el análisis de la 2x110 kV línea Las Vegas - Cerro Navia en la tabla 5.4.11.	Se analizó la zona 110 kV Las Vegas - Cerro Navia considerando lo establecido en la Resolución Exenta N°262/2019, la cual indica la construcción de la Nueva S/E Los Libertadores (71,3 MW). Con la información que dispone el Coordinador, se realizó la propuesta de ampliación de esta instalación en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 emitida en enero del presente año.
Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	General	Para la zona norte Arica-Diego de Almagro, el informe concluye que existen congestiones leves para los años 2024 y 2025. Les agradeceremos incluir en su análisis el aumento de demanda de los proyectos de impulsión de agua y aumento de productividad de Collahuasi, según lo declarado en EIA en Calificación <i>"Desarrollo de Infraestructura y Mejoramiento de Capacidad Productiva de Collahuasi"</i> . Además, y para efectos de una mejor comprensión del crecimiento esperado de la demanda de la zona norte, se adjuntan los siguientes documentos: (i) planilla con proyección de demanda de Collahuasi, (ii) esquema de conexión y (iii) un estudio de flujo de potencia realizado con Quebrada Blanca.	Agregar un escenario alternativo con la expansión de Collahuasi en la zona de norte, en particular en la Región de Tarapacá.	En el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se actualiza la demanda incluyendo los proyectos de consumo referidos.



Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Generación</p> <p>Teniendo en consideración que distintas zonas del sistema eléctrico nacional enfrentan distintos desafíos desde el punto de vista de expansión de generación, demanda, transmisión y retiro de centrales a carbón, los escenarios a plantear deben tener una relación directa con los desafíos zonales y riesgos que se pretenda evaluar. En este contexto, el número de escenarios a evaluar por el Coordinador no debiera estar limitado necesariamente a cinco como en la PELP, sino más bien, en base a su experiencia técnica y antecedentes debe proponer los escenarios necesarios en función de riesgos, locales y sistémicos, que optimicen la operación en los términos indicados en la LGSE. Entendemos que el análisis tradicional de optimización, complementado con un análisis de riesgos puede resultar en un insumo de planificación más apropiado para tomar decisiones bajo incertidumbre.</p>	<p>Se propone que se realice el número de escenarios que tenga una relación directa con los desafíos sistémicos y locales que se pretende evaluar. Se debe justificar el número de escenarios evaluados y establecer una clara definición de bordes para identificar qué aspectos no están siendo abordados con la definición de escenarios realizada.</p>	<p>Para la propuesta de expansión del sistema de transmisión se utilizaron escenarios con distintas proyecciones de variables de alta incertidumbre, como lo son costos de inversión de tecnologías de generación, componente hidrológica y trayectoria de salida de unidades térmicas a carbón, las cuales representan variables que son globales para el sistema. <b>El utilizar escenarios que tengan enfoques locales o zonales podría generar sesgo en las evaluaciones.</b> Por su parte, agregar una mayor cantidad de escenarios no garantiza que se abarque la totalidad de eventuales escenarios futuros y, adicionalmente, según el criterio de decisión para la expansión de transmisión, se pueden lograr enfoques muy distintos para afrontar el desarrollo de la red de transmisión. Respecto a este último punto, la creación de una gran cantidad de escenarios, utilizando como criterio de expansión la minimización del arrepentimiento, podría desencadenar niveles de holgura en el sistema de transmisión ineficientes económicamente en el largo plazo. Por su parte, para cubrir casos no previstos en escenarios utilizados para la expansión del sistema de transmisión, que generen requerimientos de expansión que no son compatibles con los plazos del proceso regulado de expansión de transmisión, existen instrumentos legales que permiten a los propietarios desarrollar este tipo de proyectos (Artículo N° 102). En base a lo anterior, se mantienen los escenarios utilizados y se seguirán revisando los criterios para su creación en próximos procesos de expansión de la transmisión.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Costos de tecnología</p> <p>La definición de escenarios planteada en el documento asume costos referenciales para todas las tecnologías de generación y almacenamiento, excepto para la tecnología CSP donde se agrega un escenario de bajo costo. Dada la evolución histórica de costos observada para las distintas tecnologías emergentes, particularmente solar fotovoltaica, eólica y almacenamiento, se debería asumir al menos escenarios de costos distintos para dichas tecnologías.</p>	<p>Se sugiere definir escenarios que establezcan evaluar el efecto de distintos casos de evolución de costos para tecnologías emergentes (no sólo CSP). Por ejemplo, de manera reciente se ha observado que la evolución de costos de sistemas de almacenamiento ha estado más cercana al escenario bajo proyectado por NREL (<a href="https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf">https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf</a>). La evolución de costos de sistemas de almacenamiento y tecnologías emergentes de generación tiene un efecto significativo en el uso esperado del sistema de transmisión y las necesidades de expansiones futuras.</p>	<p>Similar a la respuesta a observación anterior. Para la propuesta de expansión del sistema de transmisión se utilizaron escenarios con distintas proyecciones de variables de alta incertidumbre, como lo son costos de inversión de tecnologías de generación, componente hidrológica y trayectoria de salida de unidades térmicas a carbón, las cuales representan variables que son globales para el sistema. <b>En específico, sensibilizar todas las combinaciones posibles de costos de tecnologías podría generar una cantidad de escenarios que no necesariamente son factibles de analizar en términos de tiempos computacionales requeridos para la creación de los planes de expansión de generación, por lo que se requiere realizar priorizaciones.</b> Adicionalmente, agregar una mayor cantidad de escenarios no garantiza que se abarque la totalidad de eventuales escenarios futuros y, adicionalmente, según el criterio de decisión para la expansión de transmisión, se pueden lograr enfoques muy distintos para afrontar el desarrollo de la red de transmisión. Respecto a este último punto, la creación de gran cantidad de escenarios, utilizando como criterio de expansión la minimización del arrepentimiento, podría desencadenar niveles de holgura en el sistema de transmisión ineficientes económicamente en el largo plazo. Por su parte, para cubrir casos no previstos en escenarios utilizados para la expansión del sistema de transmisión, que generen requerimientos de expansión que no son compatibles con los plazos del proceso regulado de expansión de transmisión, existen instrumentos legales que permiten a los propietarios desarrollar este tipo de proyectos (Artículo N° 102). En base a lo anterior, se mantienen los escenarios utilizados y se seguirán revisando los criterios para su creación en próximos procesos de expansión de la transmisión.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de Escenarios: Precios de combustibles</p> <p>El estudio asume certeza absoluta en la proyección de costo de combustible. Si se observa los antecedentes publicados por el Coordinador en la programación de la operación, en los últimos 12 meses se ha observado una variación importante en los costos de generación a carbón y gas natural (+20%). Se sugiere considerar distintos escenarios de costos de combustibles en línea con lo observado en la historia. También es importante considerar la competitividad gas / carbón, y la competitividad relativa de unidades a carbón dentro del sistema. Por ejemplo, un carbón más competitivo en la zona norte implica un mayor uso de transmisión en la línea Cardones Polpaico.</p>	<p>Se sugiere considerar 2 escenarios de precio de combustible, carbón y gas natural.</p>	<p>Similar a la respuesta a observación anterior. Para la propuesta de expansión del sistema de transmisión se utilizaron escenarios con distintas proyecciones de variables de alta incertidumbre, como lo son costos de inversión de tecnologías de generación, componente hidrológica y trayectoria de salida de unidades térmicas a carbón, las cuales representan variables que son globales para el sistema. <b>En específico, para la proyección de precios de combustibles se utilizan las proyecciones realizadas por la CNE, donde sólo se dispone de un escenario base de proyección de esta variable, por lo que considerar distintas previsiones de precios de combustibles requeriría de un análisis de evolución de precios de equilibrio, lo que escapa del alcance de este estudio.</b> Adicionalmente, agregar una mayor cantidad de escenarios no garantiza que se abarque la totalidad de eventuales escenarios futuros, y adicionalmente, según el criterio de decisión para la expansión de transmisión, se pueden lograr enfoques muy distintos para afrontar el desarrollo de la red de transmisión. Respecto a este último punto, la creación de gran cantidad de escenarios, utilizando como criterio de expansión la minimización del arrepentimiento, podría desencadenar niveles de holgura en el sistema de transmisión ineficientes económicamente en el largo plazo. Por su parte, para cubrir casos no previstos en escenarios utilizados para la expansión del sistema de transmisión, que generen requerimientos de expansión que no son compatibles con los plazos del proceso regulado de expansión de transmisión, existen instrumentos legales que permiten a los propietarios desarrollar este tipo de proyectos (Artículo N° 102). En base a lo anterior, se mantienen los escenarios utilizados y se seguirán revisando los criterios para su creación en próximos procesos de expansión de la transmisión.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación	<p>Definición de Escenarios: Disponibilidad de gas inflexible</p> <p>La presencia de gas inflexible, si bien es una condición coyuntural de corto plazo, tiene un efecto relevante en el uso del sistema de transmisión desde el norte hacia el sur. Durante el año 2019 se ha observado que unidades de ciclo combinado han tenido de manera persistente y coincidente gas inflexible, factor que ha gatillado un uso mayor al esperado en el sistema de transmisión Cardones Polpaico.</p>	Si bien la presencia de gas inflexible es una situación coyuntural de corto plazo, corresponde a un escenario donde el uso del sistema de transmisión norte - sur se utiliza más de lo pronosticado por despacho coincidente de Kelar, U16 y CTM3. Se sugiere evaluar escenarios donde la alta integración de energía renovable sea coincidente con despacho de gas.	La disponibilidad de gas solo debiese afectar escenarios de corto plazo. Las empresas hacen sus contratos de gas en el largo plazo según la cantidad de gas que será necesaria disponer, de acuerdo con los incentivos de mercado. En términos generales, la disponibilidad de gas contratada debiese ser consistente con los requerimientos de largo plazo de este recurso, de acuerdo con su demanda en el mercado energético, como la proyección de precio internacional de este recurso. Por consiguiente, para evaluar obras de expansión de transmisión del sistema nacional, con plazos de construcción cercanos o superiores a 4 años, no es recomendable considerar estas restricciones de corto plazo.
	Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación	<p>Definición de escenarios: Posibilidades de descarbonización</p> <p>Se coincide con el hecho que el contexto social demanda una mayor velocidad de descarbonización y el contexto tecnológico, en la medida que los costos sea factible de asumir por clientes libres y regulados habilita una mayor rapidez de descarbonización. En este contexto, se considera más factible un escenario de descarbonización acelerada de la zona norte y más conservador de la zona central. El escenario más conservador de la zona central se debe a la dificultad de realizar proyectos de transmisión en la escala necesaria para permitir la salida de Bocamina 2, Santa María, Nueva Ventanas y Campiche (o en su defecto, desarrollar generación renovable en la zona central que</p>	Se sugiere evaluar escenarios de descarbonización que tengan relación con las necesidades de transmisión para hacerla efectiva, particularmente en la zona central.	Por tratarse de un tema de política pública, se utilizan los trenes de descarbonización realizados por el Ministerio de Energía en la actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo, donde se consideró una trayectoria de salida acelerada de unidades a carbón. Al respecto, no es recomendable que el Coordinador se pronuncie sobre otros trenes de descarbonización distintos a los que la política pública está evaluando, en el contexto del plan de expansión de transmisión, y fuera de una evaluación general (vida útil, localización, etc.) que evalúe trayectorias más convenientes de descarbonización que consideren un plazo para descarbonizar definido. Se mantendrán las trayectorias de descarbonización propuestas por el Ministerio para efectos de este estudio.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		pueda reemplazar la inyección de dichas centrales).		

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Demanda clientes libres</p> <p>Los escenarios de crecimiento de demanda de clientes libres deben tener relación con los desafíos que enfrentan los clientes libres, la incertidumbre asociada a la materialización de sus inversiones, y los desafíos de desarrollo de nueva infraestructura de transmisión que permitirán el abastecimiento de la demanda de dichos clientes. En esta línea, es particularmente relevante sensibilizar la demanda de clientes libres que se abastecen en zonas altamente radiales del sistema de transmisión nacional, como, por ejemplo, al norte de subestación Crucero.</p>	<p>Se sugiere considerar distintos escenarios de demanda en zonas donde el crecimiento de clientes libres tenga un efecto en las necesidades de transmisión, por ejemplo, al norte de subestación Crucero, donde se espera el desarrollo de Quebrada Blanca 2 y expansiones de Collahuasi. Dichas expansiones podrían aumentar la demanda en más de 300 MW, situación que ha sido informada al Coordinador.</p>	<p><b>El utilizar escenarios que tengan enfoques locales o zonales podría generar sesgo en las evaluaciones.</b> Por su parte, agregar una mayor cantidad de escenarios no garantiza que se abarque la totalidad de eventuales escenarios futuros y, adicionalmente, según el criterio de decisión para la expansión de transmisión, se pueden lograr enfoques muy distintos para afrontar el desarrollo de la red de transmisión. Respecto a este último punto, la creación de gran cantidad de escenarios, utilizando como criterio de expansión la minimización del arrepentimiento, podría desencadenar niveles de holgura en el sistema de transmisión ineficientes económicamente en el largo plazo. Por su parte, para cubrir casos no previstos en escenarios utilizados para la expansión del sistema de transmisión, que generen requerimientos de expansión que no son compatibles con los plazos del proceso regulado de expansión de transmisión, existen instrumentos legales que permiten a los propietarios desarrollar este tipo de proyectos a través de iniciativa privada (Artículo N° 102). En base a lo anterior, se mantienen los escenarios utilizados y se seguirán revisando los criterios para su creación en próximos procesos de expansión de la transmisión.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Demanda de clientes regulados.</p> <p>En la Figura 3.5.6 se observa una tasa de crecimiento de la demanda de clientes regulados superior a 4% anual, incluso superior a 5% anual en el corto plazo. Se sugiere justificar de mejor manera este escenario del Coordinador. A modo de referencia, en el informe preliminar de previsión de demanda 2019 - 2039, publicado por la CNE en diciembre de 2019, en la tabla 6.2, se indica un escenario de proyección de demanda de clientes regulados entre 2,0% y 2,5% para el periodo 2020 - 2039. (link: <a href="https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Informe-Preliminar-de-Previsi%c3%b3n-de-Demanda-2019-2039.pdf">https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Informe-Preliminar-de-Previsi% c3%b3n-de-Demanda-2019-2039.pdf</a>)</p>	<p>Dada la diferencia de escenarios de proyección de demanda realizada por la CNE y el Coordinador, se sugiere establecer más de un escenario en la evaluación y determinar los efectos locales y sistémicos de dichas diferencias.</p>	<p>Respecto a los niveles de demanda, estos niveles de crecimiento fueron calculados a través de estudios econométricos, en el cual el modelo de causalidad considera como variables explicativas factores macroeconómicos como el IMACEC y otros microeconómicos como el equilibrio de precios de la energía. No obstante, dicho modelo es un modelo de regresión que no considera la no linealidad entre consumo y dichas variables explicativas cuando las sociedades van aumentando su nivel de desarrollo económico, donde aumenta la eficiencia en el uso de la energía. Respecto a otras proyecciones como el IMACEC, esta proyección se basa en las proyecciones base del Banco Central para esta variable, donde una banda de proyección sería más aconsejable para evaluar su nivel de incertidumbre. Todos estos aspectos han sido considerados para introducir mejoras en futuros modelos de previsión de demanda, y para efectos del Plan de Expansión 2020, se incorporará una revisión a la previsión de demanda de largo plazo, la cual será incorporada en el Complemento del Plan de Expansión 2020. No obstante, se debe observar que el basarse sólo en números de corto plazo, carecería de fundamento económico y estadístico para proyectar la demanda en el largo plazo, y sólo representa una fotografía de la demanda, sin reflejar las dinámicas de crecimiento, por lo que tampoco es recomendable basarse netamente en el crecimiento de la demanda de corto plazo. Respecto a la creación de una gran cantidad de escenarios, se mantienen las conclusiones de la observación anterior, donde se destaca que la combinación general e ilimitada de supuestos de largo plazo genera un nivel de combinaciones inviable de ser analizada computacionalmente y que adicionalmente podría llevar, según los criterios de decisión de expansión de la transmisión, a una expansión del sistema de transmisión con alta resiliencia y robustez, pero con eventuales niveles de ineficiencia desde el punto de vista económico, lo cual se traspasaría de manera socializada al usuario final.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Hidrología</p> <p>El uso esperado del sistema de transmisión Norte - Sur depende principalmente de la inyección de energía renovable variable y del despacho térmico por condiciones de seguridad en la zona norte (por ejemplo, definición de reservas). Dado lo indicado anteriormente, la evaluación de 58 o 20 hidrologías no es un factor relevante en algunos casos, por ejemplo, en la evaluación de necesidades de transmisión al norte de subestación Crucero y en el uso esperado de la línea Cardones Polpaico en escenarios de alta integración de energía renovable variable, como aquellos esperados posterior al año 2026.</p>	<p>Se sugiere aumentar el número de escenarios evaluados para diagnosticar de mejor manera desafíos locales en ciertas zonas del SEN. En algunos casos, las evaluaciones no requieren una modelación amplia de hidrologías, porque dicho factor no es relevante para el problema que se desea evaluar en esos casos.</p>	<p>El utilizar escenarios considerando hidrologías de los últimos 20 años representa un escenario que trataría de emular dinámicas de series de tiempo, pero con una muestra estadística más acotada temporalmente (con hidrologías más secas), y esto sería una variable global para el desarrollo del sistema, que, al afectar la disponibilidad del recurso hidrológico, indirectamente afecta los usos del sistema de transmisión. Por consiguiente, se mantendrán dichos escenarios de expansión. Por su parte, agregar una mayor cantidad de escenarios no garantiza que se abarque la totalidad de eventuales escenarios futuros y, adicionalmente, según el criterio de decisión para la expansión de transmisión, se pueden lograr enfoques muy distintos para afrontar el desarrollo de la red de transmisión. Respecto a este último punto, la creación de gran cantidad de escenarios, utilizando como criterio de expansión la minimización del arrepentimiento, podría desencadenar niveles de holgura en el sistema de transmisión ineficientes económicamente en el largo plazo. Por su parte, para cubrir casos no previstos en escenarios utilizados para la expansión del sistema de transmisión, que generen requerimientos de expansión que no son compatibles con los plazos del proceso regulado de expansión de transmisión, existen instrumentos legales que permiten a los propietarios desarrollar este tipo de proyectos a través de iniciativa privada (Artículo N° 102). En base a lo anterior, se mantienen los escenarios utilizados y se seguirán revisando los criterios para su creación en próximos procesos de expansión de la transmisión.</p>



Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Aspectos sociales que afectan el retraso de materialización de infraestructura.</p> <p>En la definición de escenarios se plantean restricciones ambientales y oposición social a proyectos como un factor relevante. Se sugiere considerar ese factor como un aspecto a considerar no sólo en proyectos de generación, sino también en el desarrollo de proyectos de transmisión. En este sentido, la materialización de la línea HVDC podría verse retrasada por temas administrativos (aún no comienza el estudio de franjas) y sociales que dificulten su desarrollo. Aspectos similares es posible esperar en otras líneas necesarias en la zona sur y central (por ejemplo, en V región costa). El estudio debiera considerar, en función de la evidencia y plazos de desarrollo de transmisión observados recientemente, plazos realistas de desarrollo de transmisión y como una sensibilidad evaluar un posible adelanto o retraso.</p>	<p>Se sugiere considerar ese factor como un aspecto a considerar no sólo en proyectos de generación, sino también en el desarrollo de proyectos de transmisión.</p>	<p>Los aspectos de atraso en proyectos de transmisión por temas ambientales son y han sido considerados en la evaluación de proyectos de líneas de transmisión. Respecto a este punto, las evaluaciones consideran tiempos de construcción de hasta 7 años para proyectos con trazados de gran longitud y que deben pasar por zonas complejas en términos medioambientales, como lo fue el caso del proyecto de Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre. Adicionalmente, se agrega un factor de sobrecosto a los proyectos para el cálculo de su VI final, el que debiese absorber eventuales riesgos en la construcción que deben ser asumidos por los adjudicatarios de los procesos de licitación.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Flexibilización de plantas termoeléctricas</p> <p>Las inflexibilidades de centrales termoeléctricas (mínimos técnicos y tiempos mínimos de operación y detención) afectan el despacho y por consiguiente el uso esperado del sistema de transmisión Norte - Sur en el sistema (Cardones Polpaico).</p> <p>En función de la experiencia reciente del Coordinador en reducir mínimos técnicos y expectativas de aumentar en el futuro la flexibilidad de unidades termoeléctricas existentes, se sugiere evaluar un escenario donde los parámetros de dichas plantas no se mantienen constantes (se mejoran). Esto permitiría "aumentar" de manera oportuna, efectiva y económica la capacidad de transmisión para fuentes de generación renovable variable.</p>	<p>En función de la experiencia reciente del Coordinador en reducir mínimos técnicos y expectativas de aumentar en el futuro la flexibilidad de unidades termoeléctricas existentes, se sugiere evaluar un escenario donde los parámetros de dichas plantas no se mantienen constantes (se mejoran).</p>	<p>Respuesta equivalente a observaciones anteriores. No es factible computacionalmente evaluar todas las posibles combinaciones futuras de proyecciones de variables de alta incertidumbre y, por consiguiente, se debe priorizar criterios más relevantes para evaluar la expansión del sistema de transmisión. Tal como se indicó previamente, todas las combinaciones de escenarios posibles, con utilización de un criterio de alta aversión al riesgo, podrían desencadenar expansiones ineficientes económicamente en la red de transmisión. Respecto a mejorar aún más los niveles de flexibilidad de centrales termoeléctricas existentes, o reducción de mínimos técnicos, estos aspectos se están abordando en otros estudios prospectivos que está realizando el Coordinador, donde se está evaluando la factibilidad técnica de lo anterior. Reducir de manera arbitraria los mínimos técnicos en un escenario, o aumentar niveles de flexibilidad de manera arbitraria de centrales termoeléctricas para efectos del plan de expansión de transmisión, sin disponer de los estudios previos que indiquen factibilidades técnicas y/o costos, no es recomendable para realizar una propuesta de expansión del sistema de transmisión.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Requerimientos de reserva y seguridad.</p> <p>Requerimientos de seguridad y reserva locales afectan el despacho y el uso del sistema de transmisión. Estos requerimientos de seguridad pueden afectar el despacho de unidades en la zona norte o en la zona central (por ejemplo, en la V Región Costa).</p> <p>Los escenarios que se planteen debieran ser representativos para evaluar los efectos locales producto de restricciones de seguridad, para de esa forma evaluar sus implicancias (por ejemplo, retiro de Ventanas 1 y 2 acelerado sujeto a condiciones invariantes del sistema de transmisión local en 110 kV).</p> <p>Factores similares es posible observar si se evalúan distintos requerimientos de reserva primaria y secundaria en función de criterios previsibles de variabilidad de demanda, generación ERV, y políticas de seguridad definidas por el Coordinador. Lo indicado anteriormente puede tener un efecto relevante en el despacho esperado en la zona norte.</p>	<p>Se sugiere evaluar escenarios que permitan caracterizar el efecto de definición de distintos criterios de reserva y seguridad no sólo por mayor inserción de generación ERV, sino también por retiro de centrales a carbón.</p>	<p>Los criterios mencionados, tales como la seguridad de suministro de los sistemas de transmisión zonal asociada a descarbonización fueron considerados en la propuesta de expansión de la transmisión 2020 que será emitida en Enero de 2020. Respecto a los criterios de reserva para el control de frecuencia y estabilidad angular global del sistema, estos criterios fueron considerados de forma genérica en el modelo de optimización de inversiones en generación con restricciones de corto plazo (Modelo LT2) y, por consiguiente, como la descarbonización forma parte de los escenarios, están implícitamente dichas exigencias indexadas al parque que estará vigente. En otras palabras, las restricciones son generales y están indexadas a los niveles de penetración de renovables para efecto de los niveles de requerimiento, y la provisión de dichos servicios indexada al parque generador vigente que es capaz de proveer flexibilidad. Por consiguiente, no aplica la observación.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación	<p>Definición de escenarios: Tecnologías de gas (ciclo abierto, ciclo combinado, motor a gas).</p> <p>En la definición de escenarios, en el estudio se indica supuestos referenciales de tecnología de generación GNL, no obstante, no se explicita si se evalúan sólo unidades de ciclo combinado, o también se evalúan otro tipo de unidades que pueden otorgar flexibilidad al sistema como ciclos abierto y motores a gas.</p> <p>Dada las características de flexibilidad de dichas tecnologías, estas debieran estar consideradas en la evaluación.</p>	Se sugiere considerar tecnologías de ciclo abierto y motores a gas en las necesidades de expansión.	Las centrales candidatas de expansión son las consideradas como alternativas de inversión en la Planificación Energética de Largo Plazo. Las nuevas alternativas, como motores a gas serán consideradas como alternativas en el complemento de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, considerando que estas han sido incluidas en la actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo emitida en diciembre de 2019 para el año 2020.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Nuevas opciones de almacenamiento.</p> <p>En el mercado existen distintas opciones de almacenamiento que cumplirán distintas funciones en el desarrollo de los sistemas eléctricos. Por ejemplo, se tienen sistemas BESS de 15 minutos de duración, sistemas BESS de 5 horas de duración (o más), sistemas de almacenamiento en aire comprimido de 5 ó 10 horas de duración (CAES o LAES), entre otros.</p> <p>Los sistemas BESS de 15 minutos de duración pueden ser utilizados para complementar el sistema de transmisión existente y cambiar la forma de utilizar el criterio N-1. Particularmente, la utilización de sistemas BESS de corta duración como activo de transmisión permiten utilizar la capacidad N de transmisión de los circuitos (o cercana a ella, dependiendo del dimensionamiento del BESS). Con ello, se podría contribuir a lograr el objetivo de utilizar de manera eficiente del sistemas de transmisión para evitar sobre instalación de infraestructura (como se indica en la pág. 5 del reporte).</p> <p>Dado que el costo por kW de un sistema BESS aumenta directamente con el número de horas de almacenamiento, un sistema BESS de 15 minutos tiene un costo (por kW</p>	<p>Se sugiere considerar en la evaluación el uso de baterías de 15 minutos de duración como alternativa al desarrollo de nuevas líneas. Por ejemplo, como complemento a la línea en 500 kV que interconectó el SIC - SING, y como complemento a ciertos circuitos de 220 kV.</p>	<p>Las ventajas operativas de los sistemas de almacenamiento de corta duración como los BESS, son modelados en el modelo de optimización de inversiones con restricciones de corto plazo, para evaluar su efecto en la disminución de los requerimientos mínimos de inercia del sistema. No obstante, no surgió como alternativa eficiente de expansión del parque generador-almacenamiento considerando sus beneficios operativos al control de frecuencia. Por otra parte, su aporte al sistema de transmisión como alternativa de desplazamiento de inversiones de transmisión, para operación puntual en caso de fallas en transmisión, aún no dispone de incentivos económicos suficientes, dado que un nivel de almacenamiento bajo en términos energéticos no da garantías para ser una alternativa de desarrollo a nuevas líneas, siendo más conveniente el desarrollo de centrales diésel que pueden funcionar de manera continua sin depender de la profundidad de la falla en caso de pérdida de un sistema radial, y cuyo costo de inversión es equivalente al de un almacenamiento de corta duración (15 minutos). Finalmente, aunque existieran los incentivos suficientes para el desarrollo de sistemas de almacenamiento como alternativas que aportan al control de frecuencia, al suministro energético, y al desplazamiento de inversiones en transmisión, aún no está claramente definida la facultad del Coordinador para proponer este tipo de proyectos (sistemas de almacenamiento), como alternativas de expansión del sistema de transmisión, por ser un elemento que puede participar de los mercados de energía y reservas.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>instalado) significativamente menor que un sistema BESS de 5 horas, y por consiguiente, dada la evolución de costos de la tecnología, puede ser una alternativa eficiente para aumentar la capacidad de transmisión del sistema eléctrico sin incurrir en el desarrollo de nuevas líneas (en los casos que corresponda).</p>		

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Sección 4.2.2: Bases conceptuales de la metodología propuesta	En la Tabla 4.2.1 se presentan distintos criterios para la definición del sistema de transmisión zonal. Se considera relevante evaluar si dichos criterios se están cumpliendo para distintos escenarios en zonas particulares del sistema eléctrico nacional, como, por ejemplo, el sistema al norte de subestación Crucero.	Evaluar si los criterios presentados en la tabla 4.2.1 se cumplen, para distintos escenarios, en distintas zonas del sistema eléctrico, por ejemplo, para la zona al norte de S/E Crucero.	Esta metodología es propuesta para las instalaciones de transmisión zonal, sin embargo, para la Transmisión Nacional se tienen en cuenta los estándares dados por la NTSyCS.  Se propuso en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, En el aumento de estándar a doble barra, doble interruptor considerando los criterios de diseño del Coordinador y el interés de conexión en esta zona para la S/E Crucero.
	Sección 5.1.3.1: Comentarios	Se indica: "A su vez, en condiciones de noche, al no existir el aporte de los parques fotovoltaicos, la pérdida de uno de los circuitos de la línea 2x220 kV María Elena – Kimal, deriva en una sobrecarga del circuito paralelo de hasta un 20%, al considerar la salida de centrales a carbón en el Norte (Tarapacá CTTAR y Tocopilla U14 y U15). Lo anterior está sujeto a aumentos puntuales de consumo esperados en la zona por sobre los 200 MW."  Con la información disponible por el Coordinador al momento de realizar el estudio, es posible establecer escenarios de aumento de consumo en la zona norte mayores a 200 MW. Se sugiere evaluar si con lo planteado se cumplen los criterios establecidos en la Tabla 4.2.1 del informe. Posiblemente la evaluación indicada implica definir nuevos escenarios a los 5 ya establecidos.	Con la información disponible por el Coordinador al momento de realizar el estudio, es posible establecer escenarios de aumento de consumo en la zona norte mayores a 200 MW. Se sugiere evaluar si con lo planteado se cumplen los criterios establecidos en la Tabla 4.2.1 del informe.	Para la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se utilizó toda la información actualizada a agosto de 2019.  Todos los antecedentes posteriores hasta diciembre de 2019 son incluidos en el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, en donde se actualiza la demanda incluyendo los proyectos de consumo referidos.
	Sección 5.1.7: Impacto local debido	Respecto al impacto local debido al proceso de descarbonización	Teniendo en consideración los antecedentes a la vista en el informe de diagnóstico de uso del	

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	al proceso de descarbonización	<p>horizonte 2019 - 2025. La definición de escenarios es un factor relevante al momento de evaluar los desafíos asociados al retiro de centrales a carbón. A modo de ejemplo, los escenarios que se consideraron en la Sección 1.c del Informe GO-SEN N° 18/2019 desarrollado por el Coordinador este año no consideraron factores relevantes para evaluar el efecto del retiro de unidades zonas específicas del sistema.</p> <p>En la Sección 5.1.7 del informe de diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión, desarrollado menos de un año después del informe GO-SEN N° 18/2019, se indica:</p> <p>"El impacto del retiro de las unidades se presenta en condiciones particulares en la zona de 220 kV cercana a S/E Lagunas; se asocia principalmente a condiciones de zonas con altos consumos y reducidos recursos de generación y/o control de tensión.</p> <p>De los análisis estáticos, se tiene que tanto las tensiones en barras como</p>	sistema de transmisión y el documento GO-SEN N° 18/2019, se sugiere que los escenarios evaluados sean complementados apropiadamente para evaluar de manera razonable los desafíos asociados al abastecimiento de la demanda en un contexto de alta integración de energía renovable variable combinado con presiones más aceleradas de descarbonización de la matriz de generación.	<p>Se destaca que el Coordinador realizó estudios con distintas sensibilidades asociadas al proceso de descarbonización, siendo estos análisis incorporados en las propuestas.</p> <p>En el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se actualiza la demanda incluyendo los proyectos de consumo referidos.</p>



Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>los niveles de carga por elementos serie se encuentran dentro de los rangos normativamente admisibles en una condición operativa normal. Ante contingencia simple (N-1) la mayoría de los casos cumple con las exigencias normativas, exceptuando las siguientes situaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Subtensiones en S/E Puquios 220 kV y S/E Challacollo 220 kV: Con independencia del Escenario evaluado, al perder ya sea la línea 1x220 kV Lagunas – Challacollo o bien la línea 1x220 kV Lagunas – Puquios, se presentan tensiones en torno a 0,86 p.u. en S/E Puquios 220 kV y Challacollo 220 kV.</li> <li>• Sobrecarga en la línea 2x220 kV María Elena – Kimal: En condiciones de noche y por ende sin aporte de potencia activa por parte de parques fotovoltaicos (área norte del Norte Grande importando potencia), la pérdida de uno de los circuitos de la referida línea deriva en una sobrecarga del circuito paralelo de hasta un 20% (sentido Kimal – María Elena).</li> </ul> <p>Estos fenómenos están sujetos a aumentos de consumo en la zona por sobre los 200 MW."</p> <p>En este contexto, se sugiere considerar escenarios que representen las necesidades de abastecimiento locales y la evolución esperada de la demanda minera en la zona norte, junto al desarrollo de</p>		

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>generación renovable variable en la misma zona.</p> <p>Por lo tanto, teniendo en consideración los antecedentes a la vista en el informe de diagnóstico de uso del sistema de transmisión y el documento GO-SEN N° 18/2019, se sugiere que los escenarios evaluados sean complementados apropiadamente para evaluar de manera razonable los desafíos asociados al abastecimiento de la demanda en un contexto de alta integración de energía renovable variable combinado con presiones más aceleradas de descarbonización de la matriz de generación.</p>		
Duqueco SpA	4.1.1 Consideraciones para la modelación, página 21	Especificar el uso/función de cada modelo en el proceso de planificación de transmisión. Por ejemplo: en qué caso se utiliza cada modelo, si se le da un uso equivalente a la programación de corto plazo, qué versión de PLP se está utilizando, si se considera la co-optimización de energía y reservas en línea con el nuevo régimen de SSCC, confirmar si ambos modelos tienen los mismos horizontes de evaluación y detalles de modelación, de qué modelo se obtienen las salidas para el cálculo del VAN de cada proyecto, etc.	Complementar informe en línea con lo observado, de manera de hacer más trazable y transparente el proceso de simulación.	El detalle del uso del Modelo Plexos para la optimización de inversiones en el largo plazo (Modelos LT1 y LT2), el problema de optimización a resolver, y la modelación de exigencias operativas y red de transmisión se presentan en detalle en el Apéndice I. Más información de la metodología y el software utilizado (Plexos, PLP y DigSilent) en cada etapa del proceso de planificación del sistema de transmisión será actualizado en el Informe de Propuesta Expansión de Enero de 2020. Además, las bases del estudio modeladas en cada uno de los softwares serán publicadas en la web del Coordinador.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
El Pelicano Solar Company SpA	Precios de Combustibles Escenarios Tabla 3.1.1	¿Se están utilizando las mismas curvas de precio de combustible que en el PELP Actualizado? Los escenarios alto, medio y bajo de PELP muestran una reducción en los precios de carbón vs PELP anterior y una subida en los precios de GNL. Esta situación no está generando la posibilidad de un escenario de competencia entre gas Argentino y carbón, y por otro lado debiera resultar en la inflexibilización de importantes cantidades de GNL contratado	Explicitar en los escenarios relevantes el impacto del gas inflexible en función de contratos de GNL para determinar mejor las limitaciones de intercambio. Notar que junio-julio 2019 se tuvo máximos de aproximadamente 0,9 GW de Gas Inflexible, resultando en la formación de subsistemas	Los precios de combustibles utilizados se basan en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Julio 2019. No se consideran las proyecciones de precio de combustibles realizados en la actualización de la PELP para sus distintos escenarios de proyección de precios. Respecto a restricciones de corto plazo de disponibilidades de combustible, estas no son relevantes para la planificación de la transmisión de largo plazo, ya que las mismas señales económicas de corto plazo deberían dar los incentivos suficientes para que los contratos de gas en el largo plazo se vayan ajustando a las necesidades de dicho recurso en el largo plazo.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Proyección de Oferta Eléctrica - Sección 5 Plan de Obras 2020	<p>El Plan de Obras 2020 aparece como bastante más limitado que la lista de proyectos contenida en la RE-717 de la CNE. Notar asimismo que no hay una discusión explícita de los efectos que pueda tener la acelerada sustitución de generación convencional por ERNC en los PPA mineros (Anglo, Collahuasi, Escondida) a partir de 2022. La combinación de operación a MT de centrales térmicas convencionales, de gas inflexible, y coincidencia eólica solar podría resultar en importantes desacoples y/o vertimientos. Notar por ejemplo que la empresa Enel Chile ha declarado su intención de instalar 1.6 GW de PV solar y 0.2 GW de eólica hasta el 2022, no siendo la única que plantea aumentar considerablemente la capacidad renovable en el corto plazo</p>	<p>Validar y verificar los supuestos de corto y mediano plazo de instalación de plantas y de restricciones técnicas. Reevaluar impacto sobre la disponibilidad de transmisión en el corto plazo. Identificar si existen restricciones entre los sistemas 220 y 500 kV.</p>	<p>La tabla presentada en el Apéndice I - Plan de Obras 2020 - Tabla 5-1, no representa una tabla con la totalidad de las obras de generación en construcción o que hayan sido comprometidas en los procesos de licitación de suministros. Dicha tabla sólo representa un cruce de información de los proyectos que hicieron solicitud uso de capacidad técnica (SUCT) y solicitud de aprobación de solución de conexión (SASC), a través del departamento de acceso abierto del coordinador, y cuyas solicitudes se encuentran ya sea aprobadas o el proyecto se encuentra en construcción. En el caso de este tipo de proyectos, los proyectos que no fueron considerados previamente como proyectos en construcción, fueron considerados en la etapa posterior de simulación de la operación, como alternativas de expansión para ir distribuyendo de manera más realista el potencial óptimo de generación proveniente de los modelos de optimización de inversiones generación-transmisión. En cuanto a las centrales de entrada fija en los modelos, se consideraron todas las obras de generación en construcción incluidas en la Resolución Exenta N°377 de Junio de 2019 que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción, y además se consideraron proyectos de generación comprometidos en los procesos de licitación de suministro. En particular, se agregará una tabla con centrales en construcción (Resolución 377 de Julio 2019) y comprometidas por licitaciones consideradas en los modelos, y se sacarán de la tabla 5.1 del anexo las centrales que ya fueron incorporadas como centrales fijas en los modelos, con el fin de resaltar sólo las obras que se les aprobó capacidad disponible pero que no están declaradas en construcción, cómo alternativas realistas para ir completando el plan de obras de generación genérico obtenido de los modelos de optimización conjunta generación-transmisión. La verificación de restricciones técnicas asociadas a la conexión de plantas declaradas en construcción es parte de las evaluaciones que realiza el Coordinador al realizar su propuesta de expansión del sistema de transmisión.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	General - Alternativas para superar posibles restricciones de transmisión en el Corto y Mediano Plazo	Las importantes modificaciones al mix de generación, principalmente en el SEN Norte, podrán resultar en que la capacidad de intercambio Norte a Sur se vea limitada de manera análoga a lo sucedido de 2015 a 2019. Se estima que una combinación de medidas operativas y de inversiones de transmisión (sistemas de batería de corta duración cerca del centro de carga) puedan levantar la restricción N-1	Dado que la reglamentación de sistemas de almacenamiento en la transmisión aún no está disponible, se sugiere que el Estudio determine si esta opción de 'storage for transmission avoidance' será requerida en el corto y mediano plazo otorgando suficiente costo beneficio y que esto resulte en impulso regulatorio.	La construcción de los planes de obra de generación-transmisión-almacenamiento, a través del modelo de optimización de inversiones generación-transmisión-almacenamiento, considera dichos sistemas como alternativas de expansión, bajo lo cual en los planes de obra resultantes, dependiendo del escenario, aparecen como alternativas convenientes de expansión sistemas de almacenamiento a gran escala en base a bombeo hidráulico, en el caso de condiciones geográficas favorables para la materialización de este tipo de proyectos. No obstante, este tipo de proyectos no será propuesto como parte de la propuesta de expansión del sistema de transmisión, mientras el Coordinador no disponga de la claridad regulatoria respecto a la remuneración de los sistemas de almacenamiento, por tratarse de elementos capaces de participar en el mercado de energía y reservas (no regulados).
Empresa Eléctrica Pilmaiquén	Anexo Proyección de Oferta Eléctrica, Sección 5, página 51	Se ingresó solicitud de Uso de Capacidad Técnica para la Central Hidroeléctrica Los Lagos por la línea Rucatayo - Pichirrahue de propiedad de Transrucatayo, conforme Carta EEP-GG N°012 2018	Considerar el proyecto hidroeléctrico Los Lagos en la proyección de la oferta eléctrica	El proyecto se consideró como parte de las actualizaciones de los análisis necesarios a incorporar en el Complemento del Plan de Expansión 2020 a emitir dentro del Primer Semestre de 2020.
Empresa Eléctrica Puente Alto S. A	Apéndice IV, 6.4.4.33 Cargabilidad de línea de transmisión en escenario Verano Día, Región Metropolitana, página 310 Apéndice IV, 6.4.4.34 Cargabilidad de línea de transmisión en escenario Verano Noche, Región Metropolitana, página 319	Indica una cargabilidad que va desde un 26% a un 35% entre los años 2019 y 2025  Indica una cargabilidad que va desde un 24% a un 33% entre los años 2019 y 2025	La capacidad de la línea está limitada a 50 (MW), considerando que se trata de un conductor ALLIANCE AAAC y su capacidad máxima de transmisión está condicionada a la temperatura en verano. Analizando el impacto de la demanda de las SS/EE Puente Alto y Costanera sobre la línea, ésta ya ha superado su capacidad nominal. Adicionalmente el aporte de Central Puntilla ha aido decayendo y no se espera que incremente producto de los problemas hidrológicos actuales.	Se incorpora análisis en el Informe Complemento al Plan de Expansión 2020, el que incluye modificaciones a la red de transmisión zonal de la zona sur de Santiago producto de la aprobación del proyecto presentado por EPA, bajo la instancia del Artículo 102°

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Apéndice IV, 6.4.4.35 Cargabilidad de línea de transmisión en escenario Invierno Día, Región Metropolitana, página 328	Indica una cargabilidad que va desde un 30% a un 42% entre los años 2019 y 2025		
	Apéndice IV, 6.4.4.36 Cargabilidad de línea de transmisión en escenario Invierno Noche, Región Metropolitana, página 337	Indica una cargabilidad que va desde un 32% a un 45% entre los años 2019 y 2025		
Enel Distribución Chile S. A	5.4.4. DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT	Diferencias en las unidades de transformación que presentan sobrecargas. Estas diferencias se pueden atribuir al efecto de la red de distribución, y a la incorporación de clientes particulares, en especial electro terminales y Data Center.	En archivo adjunto se muestra el nivel de cargabilidad por transformador para el periodo 2020-2024 (incluye efecto electro terminales y Data Center)	Se incorpora análisis en el Informe Complemento al Plan de Expansión 2020, el que incluye modificaciones a la red de transmisión zonal de la zona sur de Santiago producto de la aprobación del proyecto presentado por EPA, bajo la instancia del Artículo 102°
	5.4.4. DIAGNÓSTICO TRANSFORMADORES AT/MT	Se debe incluir el efecto de la conexión de electro terminales para transporte público	En archivo adjunto se muestra el resultado del análisis realizado para la solicitud de factibilidad solicitado por la SEC durante el año 2019	Se incorpora análisis en el Informe Complemento al Plan de Expansión 2020, el que incluye modificaciones a la red de transmisión zonal de la zona sur de Santiago producto de la aprobación del proyecto presentado por EPA, bajo la instancia del Artículo 102°.
Energía de Tarapacá SpA	Resumen Ejecutivo	Pareciera ser gravitante la entrada del nuevo circuito Kimal - Lo Aguirre al año 2030 para resolver congestiones en la macrozona norte. Dado su importancia y la experiencia con la línea Polpaico-Cardones, debiera considerarse una sensibilidad en los escenarios en donde se atrasa la entrada de esta línea en 3 a 5 años (que es la estimación que actualmente tiene el mercado) a fin de poder establecer las holguras suficientes en el probable caso que	Hacer sensibilidad de atraso del nuevo circuito Kimal - Lo Aguirre al año 2033 (o 2035) para cada uno de los escenarios y/o asumir que la PES de dicha línea será el año 2033, lo anterior a fin de dar las señales y establecer las holguras de mercado necesarias a los tomadores de decisiones bajo el contexto del escenario más probable.	En el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se realiza un análisis de soluciones de mediano plazo para el corredor de 500 kV Maitencillo - Polpaico 500, en consideración de posibles atrasos en el sistema HVDC.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>esta línea se atrase desde un caso base de PES al 2030. Además, debiera considerarse que la próxima expansión relevante del sistema en términos de conexión centro-norte, debiera producirse al menos 5 años después de la PES de la primera línea de HDVC y no antes como sugiere la Proyección de Oferta Eléctrica (a pesar de que el resultado de la optimización proponga dicha expansión) debido a lo poco probable que un escenario como aquel ocurra.</p>		
	<p>4.3.1 PROYECCIÓN DE OFERTA ELÉCTRICA: ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN</p>	<p>Pareciera poco realista plantear una línea de 4000 MVA entre Kimal y Polpaico para el año 2033 (o 2032 dependiendo del escenario) en consideración que la HDVC Kimal - Lo Aguirre entraría en funcionamiento en 2030 (y en donde el mercado estima que esta línea debiera atrasarse entre 3 a 5 años a partir del 2030). Esta segunda expansión de una línea de HDVC agrega un nivel muy relevante de flexibilidad al sistema y por ende un atraso relevante en esta proyección podría generar altos niveles de congestión y costos, por lo que se sugiere usar un escenario base en donde la segunda línea entra entre 2035 y 2040.</p>	<p>Modelar los escenarios en donde la segunda expansión de HDVC entre la zona norte y centro ocurra entre 2035 y 2040 (a pesar de que sea necesario antes) a fin de poder tener una mirada más realista de la expansión completa del sistema considerando dicha restricción.</p>	<p>En el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se realiza un análisis de soluciones de mediano plazo para el corredor de 500 kV Maitencillo - Polpaico 500, en consideración de posibles atrasos en el sistema HVDC</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	4.3.1 PROYECCIÓN DE OFERTA ELÉCTRICA: ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN	En el último párrafo de la página 50 del documento anexo Proyección de Oferta Eléctrica se dice que: <i>"Por consiguiente, los escenarios A, B, y C a utilizar fueron obtenidos en la etapa I de optimización, presentados en la sección 4.3"</i> . Sin embargo, en el resumen ejecutivo se muestran los resultados de la optimización Unimodal para los casos A y B (etapa II), y de la etapa I para el caso C.	Corregir inconsistencia comentada en observación	Se actualizarán las tablas del apéndice I, se corregirá el párrafo del apéndice, y se incorporará una aclaración de los ajustes del plan correspondiente al escenario A. Efectivamente para los escenarios B y C se consideraron las salidas directas del Modelo LT1 (Etapa I) para la confección del Plan de Obras, pero en el apéndice, para el escenario B falta la columna correspondiente al desarrollo de bombeo hidráulico. En cuanto al escenario A, se realizó ajuste del plan de obras considerando las salidas de las Etapas I y II de los modelos de optimización de inversiones.
	Figura 4.11 PROYECCIÓN DE OFERTA ELÉCTRICA: ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN	El escenario B considera una caída relevante del costo del CSP en el futuro, lo que conlleva a un cambio completo en la capacidad instalada de generación-transmisión del sistema en comparación al escenario A y C. Sin embargo, sería aventurado considerar este escenario como base de la expansión del sistema en consideración que el CSP es una tecnología con bajo nivel de I+D a nivel mundial en términos relativos y en donde hay muchas dudas respecto a una futura caída de costos futuros. A lo anterior, se suma la incertidumbre respecto a los tiempos de las obras, así en el escenario B mientras se espera la caída de costos del CSP para los próximos 10 años, la planificación de la transmisión para el mismo horizonte de tiempo debe hacerse hoy, generándose un costo por incertidumbre muy relevante ya que la expansión de la transmisión a	Eliminar Caso B por ser impracticable debido a las incertidumbres (y potenciales costos) con conlleva aventurarse a un escenario de caída relevante del costo del CSP en el futuro.	No se acoge la observación. Las proyecciones de costos de inversión asociadas a la tecnología CSP, en el escenario de costos bajos, son utilizadas en la actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo en 3 de 5 de sus escenarios, y considerando que los escenarios de la PELP se elaboran en mesas consultivas y, representan una dirección en la agenda de política pública, es recomendable mantener este escenario dentro de los utilizados para realizar la propuesta de expansión del sistema de transmisión.



Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		base de una caída en costos de CSP (escenario B) es sustancialmente distinta a los otros escenarios (A y C) y con un mayor nivel de incertidumbre.		
	Resumen Ejecutivo	Para la propuesta de Enero 2020 del Coordinador que da inicio a la Proceso de Expansión de la Transmisión 2020, debiera considerarse explícitamente la inclusión de Almacenamiento de Energía dentro del análisis de acuerdo al Reglamento de Coordinación y Operación publicado en el diario oficial el día 19 de Diciembre de 2019.	Incluir en el análisis costo-beneficio del proceso de expansión 2020 el Almacenamiento de Energía	La construcción de los planes de obra de generación-transmisión-almacenamiento, a través del modelo de optimización de inversiones generación-transmisión-almacenamiento, considera dichos sistemas como alternativas de expansión, bajo lo cual en los planes de obra resultantes, dependiendo del escenario, aparecen como alternativas convenientes de expansión sistemas de almacenamiento a gran escala en base a bombeo hidráulico, en el caso de condiciones geográficas favorables para la materialización de este tipo de proyectos. No obstante, este tipo de proyectos no serán propuestos como parte de la propuesta de expansión del sistema de transmisión, mientras el Coordinador no disponga de la claridad regulatoria respecto a la remuneración de los sistemas de almacenamiento, por tratarse de elementos capaces de participar en el mercado de energía y reservas (no regulados).
	Tabla 3.1.1 Resumen Ejecutivo	No queda claro de dicha tabla si la Curva de Descarbonización 2019-2024 incluye o no los acuerdos de adelanto de cierre de centrales térmicas a carbón anunciados por el Gobierno junto a Engie y AES Gener en el Marco de la COP25.		Los estudios sistémicos analizados por el Coordinador consideraron un horizonte de análisis al año 2025; por lo tanto, las variaciones en los supuestos de fechas para el término de operación precedentes al 2025, no son consideradas y no afectan el análisis global.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Numeral 3.5.1.1 Resúmen Ejecutivo	Se sugiere incluir dentro de la información el último reporte de consumo de energía de Cochilco ya que contiene actualizaciones importantes en lo que se refiere al futuro consumo de energía del sector minero derivado de la utilización del agua de mar en sus faenas productivas (y no aguas continentales). Actualmente, la mayoría de las grandes mineras ubicadas en el norte y centro de Chile están con proyectos de uso de agua de mar en evaluación ambiental o en construcción.		Se destaca que el Coordinador todos los años realiza una encuesta de previsión de consumos a clientes mineros que se considera en el desarrollo de las proyecciones de demanda, en donde particularmente se observan las tendencias referidas.
Engie Energía Chile S. A	5.1.3 Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional	En la Figura 5.1.16 y en la Figura 5.1.17 se muestran los flujos por las líneas 2x500 kV Cumbre-Parinas y Parinas - Los Changos. En ambas gráficas se muestran casos de transferencias del orden de los 1.000 MW desde el año 2023. Adicionalmente, en el Apéndice I, para los escenarios A, B y C se indican una instalación de proyectos PV del orden de los 2.000 MW y 350 MW de proyectos eólicos en la zona cercana a la S/E Seccionadora Parinas.	En atención a los proyectos a ser desarrollados en la cercanía de la S/E Seccionadora Parinas 220 kV indicados en el Apéndice I, se solicita incluir en el análisis el requerimiento de ampliación de dicha instalación. Lo anterior, también se fundamenta por la carta del Coordinador (DE -06308-19) respecto a la no disponibilidad de posiciones en la S/E Seccionadora Parinas 220 kV.	Se destaca que en el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se incluye información actualizada de oferta y demanda, prestando especial atención a la zona referida.
	5.1.3 Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional	En la Página 43 del Apéndice I se indica un potencial de 7.450 MW en la zona cercana a la S/E Kimal. A este respecto, es necesario analizar la configuración necesaria para la S/E Crucero en atención de poder recibir y transferir la energía a ser aportada por los futuros proyectos renovables en las cercanías de la S/E Kimal.	Incluir en los análisis la modificación de la configuración u ampliación de la S/E Crucero producto de los nuevos proyectos renovables a conectarse en la zona geográfica cercana.	Para la S/E Crucero, se propone el aumento de estándar a doble barra doble interruptor considerando los criterios de diseño del Coordinador y el interés de conexión en esta zona. Propuesta realizada en Informe Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	5.1.7 Impacto Local Debido al Proceso de Descarbonización Horizonte 2019 - 2025	Los propietarios de las centrales carboneras indicadas en la Tabla 5.1.15 han indicado nuevas fechas para el cierre de las unidades.	Se solicita actualizar los análisis de requerimiento de la expansión de acuerdo a las nuevas fechas informadas para el retiro de las unidades carboneras.	El análisis de descarbonización realizado por el Coordinador consideró un horizonte de análisis al año 2025; por lo tanto, las variaciones en los supuestos de fechas para el término de operación precedentes al 2025, no son consideradas y no afectan el análisis global.
Grupo Saesa	Título 4, 4.2, 4.2.3, 4.2.3.1, Pág. 32, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	En la metodología de diagnóstico de transformadores AT/MT no se consideran las factibilidades de clientes a nivel de distribución, las cuales cobran particular relevancia en los primeros años de la proyección de demanda, ya que son estas las que pueden hacer necesario el desarrollo de obras en el sistema eléctrico para el abastecimiento de la demanda en el corto plazo en condiciones normales y eventualmente obras urgentes en el sistema (cortísimo plazo) vía artículo 102° de la ley eléctrica.	Incluir en la metodología de diagnóstico de transformadores AT/MT, las factibilidades ingresadas a las empresas de distribución, lo anterior de acuerdo a la información solicitada por el Coordinador a las empresas distribuidoras, resguardando la confidencialidad de dicha información.	Se considera pertinente la observación; por lo tanto, se incluirá en el próximo proceso de Expansión de la Transmisión. Hay que indicar que, dentro del proceso de Planificación de los sistemas zonales, si bien no está formalmente establecido, sí se solicita esta información a los departamentos de planificación de las empresas.
	Título 4, 4.2, 4.2.3, 4.2.3.2, Pág. 34, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	En la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT, no se observa el análisis de posibles escenarios futuros, como obras de ampliación o nuevas desiertas en los procesos de licitación liderados por el Coordinador, ya se ha visto lo anterior para obras asociadas al Decreto 418/2017 y 293/2018. Lo anterior puede provocar cambios sustanciales en los niveles de cargabilidad y regulación de tensión en condiciones normales y en condición de contingencia.	Incluir en la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores, el análisis de escenarios futuros considerando obras decretadas desiertas en sus procesos de licitación o retrasos en las entradas en operación estimadas.	Se considera pertinente la observación y se incluye análisis en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión 2020.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Título 5, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.</p>	<p>Antes de mostrar las cargabilidades de líneas de transmisión se debiese presentar tablas resumen con las capacidades de líneas de transmisión dejando a la vista el criterio de temperatura de operación y temperatura ambiente, para poder tener claro en base a que valor de capacidad máxima se determinó la cargabilidad de las líneas.</p> <p>No se observa de manera explícita el conjunto de instalaciones que componen cada zona o subsistema de análisis para aspectos de determinación de demanda máxima sistémica y las respectivas demandas coincidentes por zona, esto es relevante al momento de tratar de replicar la metodología.</p> <p>No se adjunta base de datos PowerFactory con la cual se realizaron los análisis sistémicos y se modelan las obras futuras de transmisión y generación, lo anterior es de utilidad al momento de identificar las consideraciones de modelado contempladas por el Coordinador.</p>	<p>Incluir tablas resumen con las capacidades de líneas de transmisión (A, MVA) dejando a la vista la temperatura de operación y ambiente considerada.</p> <p>Presentar por medio de un diagrama unilineal, esquema georreferenciado o tabla, las instalaciones que componen cada zona o subsistema analizado, para aspectos de determinación de demanda máxima sistémica y coincidente por zona.</p> <p>Incorporar como anexo la base de datos PowerFactory utilizada para los análisis de flujo de potencia, la cual según indica el Coordinador es una base de datos de largo plazo que considera las obras decretadas en los decretos 418 (2017) y 293 (2018).</p>	<p>Se analizará la pertinencia de esta observación para la emisión del informe propuesta de expansión de la transmisión 2021 del Coordinador</p> <p>Las bases de datos de DigSILENT de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se encuentran disponibles en la página web del Coordinador:</p> <p><a href="https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-de-expansion-de-transmision-del-sen-2020/propuesta-2020/bases-de-datos-2020/">https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-de-expansion-de-transmision-del-sen-2020/propuesta-2020/bases-de-datos-2020/</a></p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Título 3, Apéndice Proyección Demanda 3.2, II-de	En la proyección no se visualizan las tasas de crecimiento utilizadas para la proyección de demanda de cada subestación primaria (AT/MT), lo anterior no permite contrastar o comparar las proyecciones del Coordinador con las proyecciones realizadas por parte de las empresas de transmisión zonal y distribuidoras.	Explicar en mayor detalle como las proyecciones de demanda a nivel de regiones se llevan al nivel de subestaciones primarias o barras, entendiendo que no todas las subestaciones primarias de una región geográfica presentan el mismo nivel de crecimiento, ya que las condiciones de crecimiento local de tipo comercial, residencial e industrial son diferentes. Además, dejar a la vista las tasas de crecimiento a nivel de subestaciones primarias consideradas en las proyecciones de demanda 2019-2039.	<p>Las previsiones de demanda se modelan a nivel de barras de media tensión (Ej.: 23 kV, 13.8 kV, Etc.), por lo que cada barra de subestación primaria tiene una serie de previsión para el horizonte de planificación (2019 - 2039).</p> <p>Se destaca que los resultados en las previsiones de uso de transformadores de subestaciones primarias se contrastan con las proyecciones enviadas por las empresas distribuidoras propietarias, a modo de establecer si existen aumentos puntuales de consumo que requieran atención especial.</p> <p>Finalmente, las tasas de crecimiento consideradas en subestaciones primarias se ven reflejadas en el Apéndice IV - Diagnóstico del Sistema de Transmisión Zonal 2020.</p>
	Título 4, Pág. 19, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	<p>¿En los tipos de análisis, se habrá considerado condiciones de operación restrictivas desde el punto de vista de la generación, especialmente en el sistema zonal, donde los aportes de centrales conectadas a este sistema tienen gran incidencia en la determinación de eventuales obras, sin embargo, para el suministro de cargas puede tener condiciones especiales al considerar solo sistemas de consumo sin inyecciones?</p> <p>¿Cómo se han considerado los futuros o potenciales proyectos de generación de la PELP a nivel del Sistema de Tx Zonal?</p> <p>¿Cómo se han considerado los futuros proyectos PMGD y su impacto en el Sistema de Tx Zonal?</p>	Profundizar en mayor nivel de detalle las consideraciones y supuestos para la determinación de los despachos de generación, en particular de las centrales de generación que se conectan al sistema de transmisión en el segmento de transmisión zonal, como, por ejemplo: Pullinque y Pilmaiquén. La anterior dado lo sensible que es el sistema de transmisión zonal en las zonas de influencia de estas centrales.	Se incorporará dicho detalle en la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2020. Se indicará como se consideraron los proyectos de generación con influencia en los sistemas de transmisión zonal para efectos de la propuesta de expansión de transmisión, y cómo se consideraron los PMGD en dichos sistemas.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Título 1, Pág. 4, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	Se indica que existirían Interruptores con capacidad de cortocircuito sobrepasada en SS/EE Mejillones, Crucero, Charrúa y Concepción.	Indicar que capacidades se consideran existentes y proyectadas como crecimiento, además si correspondiera verificar las capacidades de líneas e interruptores asociados a éstas.	Las capacidades utilizadas en los análisis de largo plazo y en las simulaciones de coordinación hidrotérmica, se encuentran en las Bases PLP 2020 adjuntas al informe Propuesta de Expansión de la Transmisión - 2020.
	Título 1, Pág. 4, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	Se indica que los transformadores de corriente en la línea 2x220 kV Valdivia – Pichirropulli, presentarían restricciones al sistema.	Indicar que limitación de operación se tiene actualmente y que crecimiento se considera, por su parte que capacidades debiera alcanzar y bajo qué condiciones.	Información disponible en el "Estudio de restricciones en el sistema de transmisión" del año 2019 emitido por el Coordinador <a href="https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/01/Informe-Final-ERST-2019.pdf">https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/01/Informe-Final-ERST-2019.pdf</a>
	Título 5.4.5, Pág. 106, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	Falta indicar entrada en operación del tercer transformador de 220/110 kV – 400 MVA S/E Cerro Navia 220/110 kV, se indica textualmente para "XXX" (pág. 106).	Cambiar "XXX" por la fecha que corresponda de entrada en operación.	Observación incorporada
	Título 5.6.3.1, Pág.140, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	Falta indicar entrada en operación de línea 2x500 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli, se indica textualmente el año "XXX" (pág. 140).	Cambiar "XXX" por la fecha que corresponda de entrada en operación.	Observación incorporada
	Título 5, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	Se presentan diagramas unilineales representativos del Sistema Nacional, que incluyen proyectos de subestaciones y líneas en 500 kV energizadas en 220 kV, sin embargo, no se indica de manera visible aquellas instalaciones y tramos, para individualizarlos. Por otra parte, se	En los diagramas unilineales del sistema de transmisión nacional dejar de manera más explícita instalaciones y tramos. Por otra parte, incluir diagramas unilineales simplificados de los sistemas de transmisión zonal (similares a los del sistema de transmisión nacional)	Se considera pertinente la observación, se considerará en el siguiente proceso de Expansión de la Transmisión.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		podrían incluir diagramas unilineales similares asociados a los sistemas zonales.		
	Título 5.6, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	<p>Se indica en la zona Charrúa – Chiloé, que existen proyectos de instalación de nuevos transformadores de poder, reemplazos de ellos en la misma subestación por otro de mayor capacidad o bien en subestaciones aledañas a estos con una cargabilidad menor al 70% de su capacidad, por lo que se estima conveniente que la empresa realice traspasos de carga u obras menores pertinentes para distribuir eficientemente la demanda entre sus unidades de transformación.</p> <p>Por otra parte, se menciona realizar obras de traspaso o distribución, además de factibilidad de realizar medidas operacionales, además eventualmente correspondería a obras en los sistemas de distribución, tomando otros alcances que originaría coordinación con dichas empresas.</p>	Indicar de manera explícita que transformadores u obras según la mirada del Coordinador se encuentran en las condiciones mencionadas.	Transformadores indicados en las tablas 5.6.10 y 5.6.12. del Informe Propuesta de Expansión de la transmisión 2020.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Tabla 5.6.14, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	Se indica "Melipulli 220/66 kV_60MVA (T22)", no obstante, debería decir "Melipulli 220/110 kV (T11)". Según se indica se considera proyecto de expansión Pargua 220/110 kV.	Cambiar "Melipulli 220/66 kV_60MVA (T22)" por "Melipulli 220/110 kV (T11)"	Se corrige en concordancia.
	Título 5.6, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	No se observa comentario alguno asociado a transformador Pilauco, ¿no se observaría sobrecarga o se considera proyecto de ampliación?	Incluir en los análisis el banco de autotransformadores monofásicos 220/66 kV 3x40 MVA (con unidad de respaldo 40 MVA) de la Subestación Pilauco, ya que no se observa en los análisis y tablas de cargabilidad.	Se ha incluido en el informe Propuesta de Expansión de la transmisión 2020.
	Título 5.6, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	No se observa comentarios respecto al subsistema Chiloé y su evolución en el tiempo, no se observaría sobrecarga de líneas de Tx o transformadores	Profundizar en los análisis del subsistema Chiloé, especialmente en cuanto a crecimiento y proyección de demanda. Realizar análisis de sensibilidad considerando retraso de obras decretadas y construcción; proyectos Gamboa - Chonchi y Chiloé - Gamboa.	Se incorpora análisis en el informe complementario a la propuesta de expansión de la transmisión 2020.
	Tabla 5.6.1, Pág. 133, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	Fechas PES proyectos de transmisión.	Se sugiere revisión de Tabla 5.6.1, en especial fechas PES SSEE: Río Toltén, Llanquihue, Pargua (entró en servicio 30 agosto 2019), lo anterior de acuerdo a última resolución CNE de declaración y actualización de entrada en operación.	Se ha incluido en el informe Propuesta de Expansión de la transmisión 2020.



Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Título 5, Documento Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión.	Al comienzo del título 5, metodología de diagnóstico, no se observa la definición del concepto de sobrecarga. Además, se sugiere la definición de 2 conceptos adicionales para mayor claridad a la información presentada	<p>En referencia:</p> <p>Se propone antes de mostrar resultados de proyecciones de cargabilidad de las instalaciones de transmisión, definir los siguientes conceptos:</p> <p>Sobrecarga: Cargabilidad igual o mayor a 100% de capacidad nominal (ONAF)            No cumple criterio de holgura (10 %):            Cargabilidad igual o mayor al 90% de capacidad nominal (ONAF)            Cercano al criterio de holgura: Cargabilidad entre 70% y 90% (alerta)</p> <div style="border: 1px solid red; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <ul style="list-style-type: none"> <li style="width: 50%;">• Verde: menor a 50%</li> <li style="width: 50%;">• Naranja: entre 85% y 100%</li> <li style="width: 50%;">• Amarillo: entre 50% y 85%</li> <li style="width: 50%;">• Rojo: mayor a 100%</li> </ul> </div>	Se analizará la pertinencia de esta observación para la emisión del informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.
Sphera Energy SpA	General	Se propone al CEN considerar dentro del proceso de planificación y expansión de la infraestructura de transmisión los proyectos PMG y PMGD que se encuentren en etapas avanzadas de desarrollo. A nuestro juicio, resulta tardío e inoportuno considerar estos proyectos cuando ya se encuentran prontos a su declaración en construcción. En este sentido, se requieren procedimientos y metodologías claras que permitan anticipar algunas zonas del sistema que vislumbren una alta penetración	Se propone hacer un levantamiento de información de todos los proyectos que se encuentren con ICC aprobada y que además cuenten con aprobación ambiental (RCA o CP). Este tipo de proyectos ya deben ser considerados dentro del proceso de planificación centralizado. Por otra parte, se requiere actualizar este levantamiento de información al menos dos veces por año, en busca de identificar lo más temprano posible eventuales situaciones de congestión en el sistema de transmisión nacional y/o zonal. En esta misma línea, se sugiere que las empresas distribuidoras recopilen la información referente a sus instalaciones y que los mismos promotores	Se incorporará el detalle de cómo fueron incorporados este tipo de proyectos en la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2020. Se indicará como se consideraron los proyectos de generación con influencia en los sistemas de transmisión zonal para efectos de la propuesta de expansión de transmisión, y cómo se consideraron los PMGD en dichos sistemas. Respecto a la creación de dicho levantamiento de información, el Coordinador dispone de dicha información, y es utilizada para el Proceso de Expansión del Sistema de Transmisión; sin embargo, esto no garantiza que el Coordinador realice propuesta de expansión de transmisión que permitan la conexión e inyección de la totalidad de este tipo de proyectos, ya que se debe evaluar tanto los beneficios económicos de su incorporación, como los niveles de certidumbre de la materialización de estos proyectos.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	General	<p>de proyectos PMG y PMGD, y, por lo tanto, se requiera anticipar los efectos sistémicos de congestión que puedan ocasionar dichos proyectos.</p> <p>Se indica al CEN permitir un proceso más expedito de expansión de subestaciones Zonales. En este sentido, es importante que los promotores de proyectos PMG y PMGD se coordinen adecuadamente con los propietarios de las instalaciones zonales.</p>	<p>de proyectos también puedan recurrir al CEN para solicitar la ampliación de infraestructura Nacional y Zonal.</p> <p>Se propone al CEN la creación de un mecanismo que permita expandir Subestaciones Zonales de manera más expedita y sin someterse al proceso de planificación centralizada.</p>	<p>No aplica la observación para el contexto de la propuesta de Expansión de la Transmisión realizada por el Coordinador. La propuesta de expansión del sistema de transmisión es un estudio técnico que tiene como fin identificar expansiones de la red de transmisión, que permitan dar seguridad de suministro eléctrico y sean eficientes en términos económicos. Dicho tipo de propuestas de diseño de mecanismos de tipo regulatorio deben ser abordadas en otro tipo de estudios, y deben ser resueltas en conjunto con el ente regulador del mercado eléctrico (CNE).</p>
Teck Resources Chile Ltda	General	<p>Para la zona norte Arica-Diego de Almagro, el informe concluye que existen congestiones leves para los años 2024 y 2025. Les agradeceremos incluir en su análisis el aumento de demanda de los proyectos de impulsión de agua y aumento de productividad de Collahuasi, según lo declarado en EIA en Calificación "<i>Desarrollo de Infraestructura y Mejoramiento de Capacidad Productiva de Collahuasi</i>". Además, se adjunta planilla con proyección de demanda, esquema de conexión esperado y estudios eléctricos realizados con Quebrada Blanca.</p>	<p>Agregar un escenario alternativo con la expansión de Collahuasi en la zona de norte, en particular en la R. de Tarapacá.</p>	<p>En el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se actualizó la demanda incluyendo los proyectos de consumo referidos.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Generación</p> <p>Teniendo en consideración que distintas zonas del sistema eléctrico nacional enfrentan distintos desafíos desde el punto de vista de expansión de generación, demanda, transmisión y retiro de centrales a carbón, los escenarios a plantear deben tener una relación directa con los desafíos zonales y riesgos que se pretenda evaluar. En este contexto, el número de escenarios a evaluar por el Coordinador no debiera estar limitado necesariamente a cinco como en la PELP, sino más bien, en base a su experiencia técnica y antecedentes debe proponer los escenarios necesarios en función de riesgos, locales y sistémicos, que optimicen la operación en los términos indicados en la LGSE. Entendemos que el análisis tradicional de optimización, complementado con un análisis de riesgos puede resultar en un insumo de planificación más apropiado para tomar decisiones bajo incertidumbre.</p>	<p>Se propone que se realice el número de escenarios que tenga una relación directa con los desafíos sistémicos y locales que se pretende evaluar. Se debe justificar el número de escenarios evaluados y establecer una clara definición de bordes para identificar qué aspectos no están siendo abordados con la definición de escenarios realizada.</p>	<p>Para la propuesta de expansión del sistema de transmisión se utilizaron escenarios con distintas proyecciones de variables de alta incertidumbre, como lo son costos de inversión de tecnologías de generación, componente hidrológica y trayectoria de salida de unidades térmicas a carbón, las cuales representan variables que son globales para el sistema. <b>El utilizar escenarios que tengan enfoques locales o zonales podría generar sesgo en las evaluaciones.</b> Por su parte, agregar una mayor cantidad de escenarios no garantiza que se abarque la totalidad de eventuales escenarios futuros, y adicionalmente, según el criterio de decisión para la expansión de transmisión, se pueden lograr enfoques muy distintos para afrontar el desarrollo de la red de transmisión. Respecto a este último punto, la creación de gran cantidad de escenarios, utilizando como criterio de expansión la minimización del arrepentimiento, podría desencadenar niveles de holgura en el sistema de transmisión ineficientes económicamente en el largo plazo. Por su parte, para cubrir casos no previstos en escenarios utilizados para la expansión del sistema de transmisión, que generen requerimientos de expansión que no son compatibles con los plazos del proceso regulado de expansión de transmisión, existen los instrumentos legales que permiten a los propietarios desarrollar este tipo de proyectos (Artículo N° 102). En base a lo anterior, se mantienen los escenarios utilizados y se seguirán revisando los criterios para su creación en próximos procesos de expansión de la transmisión.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Costos de tecnología</p> <p>La definición de escenarios planteada en el documento asume costos referenciales para todas las tecnologías de generación y almacenamiento, excepto para la tecnología CSP donde se agrega un escenario de bajo costo. Dada la evolución histórica de costos observada para las distintas tecnologías emergentes, particularmente solar fotovoltaica, eólica y almacenamiento, se debería asumir al menos escenarios de costos distintos para dichas tecnologías.</p>	<p>Se sugiere definir escenarios que establezcan evaluar el efecto de distintos casos de evolución de costos para tecnologías emergentes (no sólo CSP). Por ejemplo, de manera reciente se ha observado que la evolución de costos de sistemas de almacenamiento ha estado más cercana al escenario bajo proyectado por NREL (<a href="https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf">https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf</a>). La evolución de costos de sistemas de almacenamiento y tecnologías emergentes de generación tiene un efecto significativo en el uso esperado del sistema de transmisión y las necesidades de expansiones futuras.</p>	<p>Similar a la respuesta a observación anterior. Para la propuesta de expansión del sistema de transmisión se utilizaron escenarios con distintas proyecciones de variables de alta incertidumbre, como lo son costos de inversión de tecnologías de generación, componente hidrológica y trayectoria de salida de unidades térmicas a carbón, las cuales representan variables que son globales para el sistema. <b>En específico sensibilizar todas las combinaciones posibles de costos de tecnologías podría generar una cantidad de escenarios que no necesariamente son factibles de analizar en términos de tiempos computacionales requeridos para la creación de los planes de expansión de generación, por lo que se requiere realizar priorizaciones.</b> Adicionalmente, agregar una mayor cantidad de escenarios no garantiza que se abarque la totalidad de eventuales escenarios futuros, y adicionalmente, según el criterio de decisión para la expansión de transmisión, se pueden lograr enfoques muy distintos para afrontar el desarrollo de la red de transmisión. Respecto a este último punto, la creación de gran cantidad de escenarios, utilizando como criterio de expansión la minimización del arrepentimiento, podría desencadenar niveles de holgura en el sistema de transmisión ineficientes económicamente en el largo plazo. Por su parte, para cubrir casos no previstos en escenarios utilizados para la expansión del sistema de transmisión, que generen requerimientos de expansión que no son compatibles con los plazos del proceso regulado de expansión de transmisión, existen los instrumentos legales que permiten a los propietarios desarrollar este tipo de proyectos (Artículo N° 102). En base a lo anterior, se mantienen los escenarios utilizados y se seguirán revisando los criterios para su creación en próximos procesos de expansión de la transmisión.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de Escenarios: Precios de combustibles</p> <p>El estudio asume certeza absoluta en la proyección de costo de combustible. Si se observa los antecedentes publicados por el Coordinador en la programación de la operación, en los últimos 12 meses se ha observado una variación importante en los costos de generación a carbón y gas natural (+20%). Se sugiere considerar distintos escenarios de costos de combustibles en línea con lo observado en la historia. También es importante considerar la competitividad gas / carbón, y la competitividad relativa de unidades a carbón dentro del sistema. Por ejemplo, un carbón más competitivo en la zona norte implica un mayor uso de transmisión en la línea Cardones Polpaico.</p>	<p>Se sugiere considerar 2 escenarios de precio de combustible, carbón y gas natural.</p>	<p>Similar a la respuesta a observación anterior. Para la propuesta de expansión del sistema de transmisión se utilizaron escenarios con distintas proyecciones de variables de alta incertidumbre, como lo son costos de inversión de tecnologías de generación, componente hidrológica y trayectoria de salida de unidades térmicas a carbón, las cuales representan variables que son globales para el sistema. <b>En específico, para la proyección de precios de combustibles se utilizan las proyecciones realizadas por la CNE, donde sólo se dispone de un escenario base de proyección de esta variable, por lo que considerar distintas previsiones de precios de combustibles requeriría de un análisis de evolución de precios de equilibrio, lo que escapa del alcance de este estudio.</b> Adicionalmente, agregar una mayor cantidad de escenarios no garantiza que se abarque la totalidad de eventuales escenarios futuros, y adicionalmente, según el criterio de decisión para la expansión de transmisión, se pueden lograr enfoques muy distintos para afrontar el desarrollo de la red de transmisión. Respecto a este último punto, la creación de gran cantidad de escenarios, utilizando como criterio de expansión la minimización del arrepentimiento, podría desencadenar niveles de holgura en el sistema de transmisión ineficientes económicamente en el largo plazo. Por su parte, para cubrir casos no previstos en escenarios utilizados para la expansión del sistema de transmisión, que generen requerimientos de expansión que no son compatibles con los plazos del proceso regulado de expansión de transmisión, existen los instrumentos legales que permiten a los propietarios desarrollar este tipo de proyectos (Artículo N° 102). En base a lo anterior, se mantienen los escenarios utilizados y se seguirán revisando los criterios para su creación en próximos procesos de expansión de la transmisión.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de Escenarios: Disponibilidad de gas inflexible</p> <p>La presencia de gas inflexible, si bien es una condición coyuntural de corto plazo, tiene un efecto relevante en el uso del sistema de transmisión desde el norte hacia el sur. Durante el año 2019 se ha observado que unidades de ciclo combinado han tenido de manera persistente y coincidente gas inflexible, factor que ha gatillado un uso mayor al esperado en el sistema de transmisión Cardones Polpaico.</p>	<p>Si bien la presencia de gas inflexible es una situación coyuntural de corto plazo, corresponde a un escenario donde el uso del sistema de transmisión norte - sur se utiliza más de lo pronosticado por despacho coincidente de Kelar, U16 y CTM3. Se sugiere evaluar escenarios donde la alta integración de energía renovable sea coincidente con despacho de gas.</p>	<p>La disponibilidad de gas solo debiese afectar escenarios de corto plazo. Empresas hacen sus contratos de gas en el largo plazo según la cantidad de gas que será necesaria de disponer, de acuerdo con los incentivos de mercado. En términos generales, la disponibilidad de gas contratada debiese ser consistente con los requerimientos de largo plazo de este recurso, de acuerdo con su demanda en el mercado energético, como la proyección de precio internacional de este recurso. Por consiguiente, para evaluar obras de expansión de transmisión del sistema nacional, con plazos de construcción cercanos o superiores a 4 años, no es recomendable considerar estas restricciones de corto plazo.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación	<p>Definición de escenarios: Posibilidades de descarbonización</p> <p>Se coincide con el hecho que el contexto social demanda una mayor velocidad de descarbonización y el contexto tecnológico, en la medida que los costos sea factible de asumir por clientes libres y regulados habilita una mayor rapidez de descarbonización. En este contexto, se considera más factible un escenario de descarbonización acelerada de la zona norte y más conservador de la zona central. El escenario más conservador de la zona central se debe a la dificultad de realizar proyectos de transmisión en la escala necesaria para permitir la salida de Bocamina 2, Santa María, Nueva Ventanas y Campiche (o en su defecto, desarrollar generación renovable en la zona central que pueda reemplazar la inyección de dichas centrales).</p>	Se sugiere evaluar escenarios de descarbonización que tengan relación con las necesidades de transmisión para hacerla efectiva, particularmente en la zona central.	Por tratarse de un tema de política pública, se utilizan los trenes de descarbonización realizados por el Ministerio de Energía en la actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo, donde se consideró una trayectoria de salida acelerada de unidades a carbón. Al respecto, no es recomendable que el Coordinador se pronuncie sobre otros trenes de descarbonización distintos a los que la política pública está evaluando, en el contexto del plan de expansión de transmisión, y fuera de una evaluación general (Vida útil, localización, etc.) que evalúe trayectorias más convenientes de descarbonización que consideren un plazo para descarbonizar definido. Se mantendrán las trayectorias de descarbonización propuestas por el Ministerio para efectos de este estudio.
	Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación	<p>Definición de escenarios: Demanda clientes libres</p> <p>Los escenarios de crecimiento de demanda de clientes libres deben tener relación con los desafíos que enfrentan los clientes libres, la incertidumbre asociada a la materialización de sus inversiones, y los desafíos de desarrollo de nueva infraestructura de transmisión que permitirán el abastecimiento de la demanda de dichos clientes. En esta</p>	Se sugiere considerar distintos escenarios de demanda en zonas donde el crecimiento de clientes libres tenga un efecto en las necesidades de transmisión, por ejemplo, al norte de subestación Crucero, donde se espera el desarrollo de Quebrada Blanca 2 y expansiones de Collahuasi. Dichas expansiones podrían aumentar la demanda en más de 300 MW, situación que ha sido informada al Coordinador.	En el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se actualiza la demanda incluyendo los proyectos de consumo referidos.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>línea, es particularmente relevante sensibilizar la demanda de clientes libres que se abastecen en zonas altamente radiales del sistema de transmisión nacional, como, por ejemplo, al norte de subestación Crucero.</p>		
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Demanda de clientes regulados.</p> <p>En la Figura 3.5.6 se observa una tasa de crecimiento de la demanda de clientes regulados superior a 4% anual, incluso superior a 5% anual en el corto plazo. Se sugiere justificar de mejor manera este escenario del Coordinador. A modo de referencia, en el informe preliminar de previsión de demanda 2019 - 2039, publicado por la CNE en diciembre de 2019, en la tabla 6.2, se indica un escenario de proyección de demanda de clientes regulados entre 2,0% y 2,5% para el periodo 2020 - 2039. (link: <a href="https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Informe-Preliminar-de-Previsi%3bn-de-Demanda-2019-2039.pdf">https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Informe-Preliminar-de-Previsi%3bn-de-Demanda-2019-2039.pdf</a>)</p>	<p>Dada la diferencia de escenarios de proyección de demanda realizada por la CNE y el Coordinador, se sugiere establecer más de un escenario en la evaluación y determinar los efectos locales y sistémicos de dichas diferencias.</p>	<p>Se desarrolló un ajuste en las previsiones de demanda que consideró una actualización de la previsión de IMACEC y la utilización de un modelo que solo depende de la variable de desarrollo económico y precio medio de la energía.</p> <p>Se destaca que se hizo una sensibilidad con el ajuste mencionado, y se realiza actualización de los análisis correspondientes para el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.</p>



Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Hidrología</p> <p>El uso esperado del sistema de transmisión Norte - Sur depende principalmente de la inyección de energía renovable variable y del despacho térmico por condiciones de seguridad en la zona norte (por ejemplo, definición de reservas). Dado lo indicado anteriormente, la evaluación de 58 o 20 hidrologías no es un factor relevante en algunos casos, por ejemplo, en la evaluación de necesidades de transmisión al norte de subestación Crucero y en el uso esperado de la línea Cardones Polpaico en escenarios de alta integración de energía renovable variable, como aquellos esperados posterior al año 2026.</p>	<p>Se sugiere aumentar el número de escenarios evaluados para diagnosticar de mejor manera desafíos locales en ciertas zonas del SEN. En algunos casos, las evaluaciones no requieren una modelación amplia de hidrologías, porque dicho factor no es relevante para el problema que se desea evaluar en esos casos.</p>	<p>El utilizar escenarios considerando hidrologías de los últimos 20 años representa un escenario que trataría de emular dinámicas de series de tiempo, pero con una muestra estadística más acotada temporalmente (con hidrologías más secas), y esto sería una variable global para el desarrollo del sistema que, al afectar la disponibilidad del recurso hidrológico, indirectamente afecta los usos del sistema de transmisión. Por consiguiente, se mantendrán dichos escenarios de expansión. Por su parte, agregar una mayor cantidad de escenarios no garantiza que se abarque la totalidad de eventuales escenarios futuros, y adicionalmente, según el criterio de decisión para la expansión de transmisión, se pueden lograr enfoques muy distintos para afrontar el desarrollo de la red de transmisión. Respecto a este último punto, la creación de gran cantidad de escenarios, utilizando como criterio de expansión la minimización del arrepentimiento, podría desencadenar niveles de holgura en el sistema de transmisión ineficientes económicamente en el largo plazo. Por su parte, para cubrir casos no previstos en escenarios utilizados para la expansión del sistema de transmisión, que generen requerimientos de expansión que no son compatibles con los plazos del proceso regulado de expansión de transmisión, existen los instrumentos legales que permiten a los propietarios desarrollar este tipo de proyectos a través de iniciativa privada (Artículo N° 102). En base a lo anterior, se mantienen los escenarios utilizados y se seguirán revisando los criterios para su creación en próximos procesos de expansión de la transmisión.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Aspectos sociales que afectan el retraso de materialización de infraestructura.</p> <p>En la definición de escenarios se plantean restricciones ambientales y oposición social a proyectos como un factor relevante. Se sugiere considerar ese factor como un aspecto a considerar no sólo en proyectos de generación, sino también en el desarrollo de proyectos de transmisión. En este sentido, la materialización de la línea HVDC podría verse retrasada por temas administrativos (aún no comienza el estudio de franjas) y sociales que dificulten su desarrollo. Aspectos similares es posible esperar en otras líneas necesarias en la zona sur y central (por ejemplo, en V región costa). El estudio debiera considerar, en función de la evidencia y plazos de desarrollo de transmisión observados recientemente, plazos realistas de desarrollo de transmisión y como una sensibilidad evaluar un posible adelanto o retraso.</p>	<p>Se sugiere considerar ese factor como un aspecto a considerar no sólo en proyectos de generación, sino también en el desarrollo de proyectos de transmisión.</p>	<p>Los aspectos de atraso en proyectos de transmisión por temas ambientales son y han sido considerados en la evaluación de proyectos de líneas de transmisión. Respecto a este punto, las evaluaciones consideran tiempos de construcción de hasta 7 años para proyectos con trazados de gran longitud y que deben pasar por zonas complejas en términos medioambientales, como lo fue el caso del proyecto de Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre. Adicionalmente se agrega un factor de sobrecosto a los proyectos para el cálculo de su VI final, el que debiese absorber eventuales riesgos en la construcción que deben ser asumidos por los adjudicatarios de los procesos de licitación.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Flexibilización de plantas termoeléctricas</p> <p>Las inflexibilidades de centrales termoeléctricas (mínimos técnicos y tiempos mínimos de operación y detención) afectan el despacho y por consiguiente el uso esperado del sistema de transmisión Norte - Sur en el sistema (Cardones Polpaico).</p> <p>En función de la experiencia reciente del Coordinador en reducir mínimos técnicos y expectativas de aumentar en el futuro la flexibilidad de unidades termoeléctricas existentes, se sugiere evaluar un escenario donde los parámetros de dichas plantas no se mantienen constantes (se mejoran). Esto permitiría "aumentar" de manera oportuna, efectiva y económica la capacidad de transmisión para fuentes de generación renovable variable.</p>	<p>En función de la experiencia reciente del Coordinador en reducir mínimos técnicos y expectativas de aumentar en el futuro la flexibilidad de unidades termoeléctricas existentes, se sugiere evaluar un escenario donde los parámetros de dichas plantas no se mantienen constantes (se mejoran).</p>	<p>Respuesta equivalente a observaciones anteriores. No es factible computacionalmente evaluar todas las posibles combinaciones futuras de proyecciones de variables de alta incertidumbre, y por consiguiente se debe priorizar criterios más relevantes para evaluar la expansión del sistema de transmisión. Tal como se indicó previamente, todas las combinaciones de escenarios posibles, con utilización de un criterio de alta aversión al riesgo, podrían desencadenar expansiones ineficientes económicamente en la red de transmisión. Respecto a mejorar aún más los niveles de flexibilidad de centrales termoeléctricas existente, o reducción de mínimos técnicos, estos aspectos se están abordando en otros estudios prospectivos que está realizando el Coordinador, donde se está evaluando factibilidad de técnica de lo anterior. Reducir de manera arbitraria mínimos técnicos en un escenario, o aumentar niveles de flexibilidad de manera arbitraria de centrales termoeléctricas para efectos del plan de expansión de transmisión, sin disponer de los estudios previos que indiquen factibilidades técnicas y/o costos, no es recomendable para realizar una propuesta de expansión del sistema de transmisión.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Requerimientos de reserva y seguridad.</p> <p>Requerimientos de seguridad y reserva locales afectan el despacho y el uso del sistema de transmisión. Estos requerimientos de seguridad pueden afectar el despacho de unidades en la zona norte o en la zona central (por ejemplo, en la V Región Costa).</p> <p>Los escenarios que se planteen debieran ser representativos para evaluar los efectos locales producto de restricciones de seguridad, para de esa forma evaluar sus implicancias (por ejemplo, retiro de Ventanas 1 y 2 acelerado sujeto a condiciones invariantes del sistema de transmisión local en 110 kV).</p> <p>Factores similares es posible observar si se evalúan distintos requerimientos de reserva primaria y secundaria en función de criterios previsibles de variabilidad de demanda, generación ERV, y políticas de seguridad definidas por el Coordinador. Lo indicado anteriormente puede tener un efecto relevante en el despacho esperado en la zona norte.</p>	<p>Se sugiere evaluar escenarios que permitan caracterizar el efecto de definición de distintos criterios de reserva y seguridad no sólo por mayor inserción de generación ERV, sino también por retiro de centrales a carbón.</p>	<p>Los criterios mencionados, tales como la seguridad de suministro de los sistemas de transmisión zonal asociada a descarbonización fueron considerados en la propuesta de expansión de la transmisión 2020 que será emitida en Enero de 2020. Respecto a criterios de reserva para el control de frecuencia y estabilidad angular global del sistema, estos criterios fueron considerados de forma genérica en el modelo de optimización de inversiones en generación con restricciones de corto plazo (Modelo LT2), y, por consiguiente, como la descarbonización forma parte de los escenarios, están implícitamente dichas exigencias indexadas al parque que estará vigente. En otras palabras, las restricciones son generales y están indexadas a los niveles de penetración de renovables para efecto de los niveles de requerimiento, y la provisión de dichos servicios indexada al parque generador vigente que es capaz de proveer flexibilidad. Por consiguiente, no aplica la observación.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación	<p>Definición de escenarios: Tecnologías de gas (ciclo abierto, ciclo combinado, motor a gas).</p> <p>En la definición de escenarios, en el estudio se indica supuestos referenciales de tecnología de generación GNL, no obstante, no se explicita si se evalúan sólo unidades de ciclo combinado, o también se evalúan otro tipo de unidades que pueden otorgar flexibilidad al sistema como ciclos abierto y motores a gas.</p> <p>Dada las características de flexibilidad de dichas tecnologías, estas debieran estar consideradas en la evaluación.</p>	Se sugiere considerar tecnologías de ciclo abierto y motores a gas en las necesidades de expansión.	Las centrales candidatas de expansión son las consideradas como alternativas de inversión en la Planificación Energética de Largo Plazo. Las nuevas alternativas, como motores a gas serán consideradas como alternativas en el complemento de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, considerando que estas han sido incluidas en la actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo emitida en diciembre de 2019.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Nuevas opciones de almacenamiento.</p> <p>En el mercado existen distintas opciones de almacenamiento que cumplirán distintas funciones en el desarrollo de los sistemas eléctricos. Por ejemplo, se tienen sistemas BESS de 15 minutos de duración, sistemas BESS de 5 horas de duración (o más), sistemas de almacenamiento en aire comprimido de 5 ó 10 horas de duración (CAES o LAES), entre otros.</p> <p>Los sistemas BESS de 15 minutos de duración pueden ser utilizados para complementar el sistema de transmisión existente y cambiar la forma de utilizar el criterio N-1. Particularmente, la utilización de sistemas BESS de corta duración como activo de transmisión permiten utilizar la capacidad N de transmisión de los circuitos (o cercana a ella, dependiendo del dimensionamiento del BESS). Con ello, se podría contribuir a lograr el objetivo de utilizar de manera eficiente del sistemas de transmisión para evitar sobre instalación de infraestructura (como se indica en la pg 5 del reporte).</p> <p>Dado que el costo por kW de un sistema BESS aumenta directamente con el número de horas de almacenamiento, un sistema BESS de 15 minutos tiene un costo (por kW</p>	<p>Se sugiere considerar en la evaluación el uso de baterías de 15 minutos de duración como alternativa al desarrollo de nuevas líneas. Por ejemplo, como complemento a la línea en 500 kV que interconectó el SIC - SING, y como complemento a ciertos circuitos de 220 kV.</p>	<p>Las ventajas operativas de los sistemas de almacenamiento de corta duración como los BESS, son modelados en el modelo de optimización de inversiones con restricciones de corto plazo, para evaluar su efecto en la disminución de los requerimientos mínimos de inercia del sistema. No obstante, no surgió como alternativa eficiente de expansión del parque generador-almacenamiento considerando sus beneficios operativos al control de frecuencia. Por su parte, su aporte al sistema de transmisión como alternativa de desplazamiento de inversiones de transmisión, para operación puntual en caso de fallas en transmisión, aún no dispone de incentivos económicos suficientes, dado que un nivel de almacenamiento bajo en términos energéticos no da garantías para ser una alternativa de desarrollo a nuevas líneas, siendo más conveniente el desarrollo de centrales diésel que pueden funcionar de manera continua sin depender de la profundidad de la falla en caso de pérdida de un sistema radial, y cuyo costo de inversión es equivalente al de un almacenamiento de corta duración (15 minutos). Finalmente, aunque existieran los incentivos suficientes para el desarrollo de sistemas de almacenamiento como alternativas que aportan al control de frecuencia, al suministro energético, y al desplazamiento de inversiones en transmisión, aún no está claramente definida la facultad del Coordinador para proponer este tipo de proyectos (sistemas de almacenamiento), como alternativas de expansión del sistema de transmisión, por ser un elemento que puede participar de los mercado de energía y reservas.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>instalado) significativamente menor que un sistema BESS de 5 horas, y por consiguiente, dada la evolución de costos de la tecnología, puede ser una alternativa eficiente para aumentar la capacidad de transmisión del sistema eléctrico sin incurrir en el desarrollo de nuevas líneas (en los casos que corresponda).</p>		
	<p>Sección 4.2.2: Bases conceptuales de la metodología propuesta</p>	<p>En la Tabla 4.2.1 se presentan distintos criterios para la definición del sistema de transmisión zonal. Se considera relevante evaluar si dichos criterios se están cumpliendo para distintos escenarios en zonas particulares del sistema eléctrico nacional, como, por ejemplo, el sistema al norte de subestación Crucero.</p>	<p>Evaluar si los criterios presentados en la tabla 4.2.1 se cumplen, para distintos escenarios, en distintas zonas del sistema eléctrico, por ejemplo, para la zona al norte de S/E Crucero.</p>	<p>Esta metodología es propuesta para las instalaciones de transmisión zonal, sin embargo, para la Transmisión Nacional se tienen en cuenta los estándares dados por la NTSyCS.</p> <p>En específico para la S/E Crucero, se propone el aumento de estándar a doble barra doble interruptor considerando los criterios de diseño del Coordinador y el interés de conexión en esta zona</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Sección 5.1.3.1: Comentarios	<p>Se indica: "A su vez, en condiciones de noche, al no existir el aporte de los parques fotovoltaicos, la pérdida de uno de los circuitos de la línea 2x220 kV María Elena – Kimal, deriva en una sobrecarga del circuito paralelo de hasta un 20%, al considerar la salida de centrales a carbón en el Norte (Tarapacá CTTAR y Tocopilla U14 y U15). Lo anterior está sujeto a aumentos puntuales de consumo esperados en la zona por sobre los 200 MW."</p> <p>Con la información disponible por el Coordinador al momento de realizar el estudio, es posible establecer escenarios de aumento de consumo en la zona norte mayores a 200 MW. Se sugiere evaluar si con lo planteado se cumplen los criterios establecidos en la Tabla 4.2.1 del informe. Posiblemente la evaluación indicada implica definir nuevos escenarios a los 5 ya establecidos.</p>	<p>Con la información disponible por el Coordinador al momento de realizar el estudio, es posible establecer escenarios de aumento de consumo en la zona norte mayores a 200 MW. Se sugiere evaluar si con lo planteado se cumplen los criterios establecidos en la Tabla 4.2.1 del informe.</p>	<p>En el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se actualizó la demanda incluyendo los proyectos de consumo referidos.</p>
	Sección 5.1.7: Impacto local debido al proceso de descarbonización	<p>Respecto al impacto local debido al proceso de descarbonización horizonte 2019 - 2025. La definición de escenarios es un factor relevante al momento de evaluar los desafíos asociados al retiro de centrales a carbón. A modo de ejemplo, los escenarios que se consideraron en la Sección 1.c del Informe GO-SEN N° 18/2019 desarrollado por el Coordinador este año no consideraron factores</p>	<p>Teniendo en consideración los antecedentes a la vista en el informe de diagnóstico de uso del sistema de transmisión y el documento GO-SEN N° 18/2019, se sugiere que los escenarios evaluados sean complementados apropiadamente para evaluar de manera razonable los desafíos asociados al abastecimiento de la demanda en un contexto de alta integración de energía renovable variable combinado con presiones más aceleradas de descarbonización de la matriz de generación.</p>	<p>Se destaca que el Coordinador realizó estudios con distintas sensibilidades asociadas al proceso de descarbonización, siendo estos análisis incorporados en las propuestas.</p>



Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>relevantes para evaluar el efecto del retiro de unidades zonas específicas del sistema.</p> <p>En la Sección 5.1.7 del informe de diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión, desarrollado menos de un año después del informe GO-SEN N° 18/2019, se indica:</p> <p>"El impacto del retiro de las unidades se presenta en condiciones particulares en la zona de 220 kV cercana a S/E Lagunas; se asocia principalmente a condiciones de zonas con altos consumos y reducidos recursos de generación y/o control de tensión.</p> <p>De los análisis estáticos, se tiene que tanto las tensiones en barras como los niveles de carga por elementos serie se encuentran dentro de los rangos normativamente admisibles en una condición operativa normal. Ante contingencia simple (N-1) la mayoría de los casos cumple con las exigencias normativas, exceptuando las siguientes situaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Subtensiones en S/E Puquios 220 kV y S/E Challacollo 220 kV: Con independencia del Escenario evaluado, al perder ya sea la línea 1x220 kV Lagunas – Challacollo o bien la línea 1x220 kV Lagunas – Puquios, se presentan tensiones en torno a 0,86 p.u. en S/E Puquios 220 kV y Challacollo 220 kV.</li> </ul>		

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecarga en la línea 2x220 kV María Elena – Kimal: En condiciones de noche y por ende sin aporte de potencia activa por parte de parques fotovoltaicos (área norte del Norte Grande importando potencia), la pérdida de uno de los circuitos de la referida línea deriva en una sobrecarga del circuito paralelo de hasta un 20% (sentido Kimal – María Elena). Estos fenómenos están sujetos a aumentos de consumo en la zona por sobre los 200 MW."</li> </ul> <p>En este contexto, se sugiere considerar escenarios que representen las necesidades de abastecimiento locales y la evolución esperada de la demanda minera en la zona norte, junto al desarrollo de generación renovable variable en la misma zona.</p> <p>Por lo tanto, teniendo en consideración los antecedentes a la vista en el informe de diagnóstico de uso del sistema de transmisión y el documento GO-SEN N° 18/2019, se sugiere que los escenarios evaluados sean complementados apropiadamente para evaluar de manera razonable los desafíos asociados al abastecimiento de la demanda en un contexto de alta integración de energía renovable variable combinado con presiones</p>		

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	General	<p>más aceleradas de descarbonización de la matriz de generación.</p> <p>En general, se prevé que la zona tendrá más pronto que al año 2024 o 2025 problemas asociados a estabilidad de tensión. Particularmente debido al retiro de la central Tarapacá a partir del 2020, el no contar con esta planta genera un problema de control de tensión a mayor distancia de la zona de S/E Lagunas. Esto también generará mayor congestión desde la zona centro a la zona norte durante la noche (sin generación solar local). Estudios conjuntos entre Collahuasi y QB indican la problemática que se presentará.</p>	<p>Agregar un escenario alternativo con la expansión de Collahuasi en la zona de norte se recomienda también un análisis de sensibilidad de otros incrementos de demanda para dicha zona. Lo que podría significar la habilitación de compensación local en S/E Lagunas existente como también la instalación de dispositivos de compensación (SVC, STATCOM u otro)</p>	<p>En el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se actualizó la demanda incluyendo los proyectos de consumo referidos</p>
	<p>Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación</p>	<p>Definición de escenarios: Generación</p> <p>Particularmente, la zona norte del SEN y precisamente desde Kimal al Norte, la generación tiene una característica muy distinta al resto de los escenarios que un PELP pueda desarrollar, por lo mismo, es importante analizar escenarios alterativos que por lo general resultan de las operaciones particulares de ciertas áreas.</p>	<p>Se propone que se desarrollen escenarios conforme a la zona a evaluar (la zona norte del SEN tiene particularidades en relación con el resto del sistema.</p>	<p><b>El utilizar escenarios que tengan enfoques locales o zonales podría generar sesgo en las evaluaciones.</b> Por su parte, agregar una mayor cantidad de escenarios no garantiza que se abarque la totalidad de eventuales escenarios futuros, y adicionalmente, según el criterio de decisión para la expansión de transmisión, se pueden lograr enfoques muy distintos para afrontar el desarrollo de la red de transmisión. Respecto a este último punto, la creación de gran cantidad de escenarios, utilizando como criterio de expansión la minimización del arrepentimiento, podría desencadenar niveles de holgura en el sistema de transmisión ineficientes económicamente en el largo plazo. Por su parte, para cubrir casos no previstos en escenarios utilizados para la expansión del sistema de transmisión, que generen requerimientos de expansión que no son compatibles con los plazos del proceso regulado de expansión de transmisión, existen los instrumentos legales que permiten a los propietarios desarrollar este tipo de proyectos (Artículo N° 102). En base a lo anterior, se mantienen los escenarios utilizados y se seguirán revisando los criterios para su creación en próximos procesos de expansión de la transmisión.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación	<p>Definición de escenarios: Posibilidades de descarbonización</p> <p>Es importante considerar que el probable desarrollo de mayor demanda ocurra en la zona más norte del Sistema eléctrico SEN (S/E Lagunas), el desarrollo del sistema de 500 KV hacia la zona debe evaluarse como una alternativa.</p>	Se sugiere analizar la extensión del sistema de 500 KV hacia zonas como S/E Frontera, Lagunas u otras existentes en la zona.	En el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se realizó un análisis de soluciones de mediano plazo en consideración de posibles atrasos en el sistema HVDC.
	Sección 3, Tabla 3.1.1: Escenarios y variables consideradas en la confección de los planes de obra de generación	<p>Definición de escenarios: Demanda clientes libres</p> <p>Los escenarios de crecimiento de demanda de clientes libres deben tener relación con los desafíos que enfrentan los clientes libres, la incertidumbre asociada a la materialización de sus inversiones, y los desafíos de desarrollo de nueva infraestructura de transmisión que permitirán el abastecimiento de la demanda de dichos clientes. En esta línea, es particularmente relevante sensibilizar la demanda de clientes libres que se abastecen en zonas altamente radiales del sistema de transmisión nacional, como, por ejemplo, al norte de subestación Crucero.</p>	Se sugiere considerar distintos escenarios de demanda en zonas donde el crecimiento de clientes libres tenga un efecto en las necesidades de transmisión, por ejemplo, al norte de subestación Crucero, donde se espera el desarrollo de Quebrada Blanca 2 y expansiones de Collahuasi. Dichas expansiones podrían aumentar la demanda, QB3 y otras en más de 300 MW, situación que ha sido informada al Coordinador.	<p>Para la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se utilizó toda la información actualizada a agosto de 2019.</p> <p>Todos los antecedentes posteriores hasta diciembre de 2019 son incluidos en el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, en donde se actualiza la demanda incluyendo los proyectos de consumo referidos.</p>
	Sección 4.2.2: Bases conceptuales de la metodología propuesta	En la Tabla 4.2.1 se presentan distintos criterios para la definición del sistema de transmisión zonal. Se considera relevante evaluar si dichos criterios se están cumpliendo para distintos escenarios en zonas particulares del sistema eléctrico nacional, como, por ejemplo, el	Evaluar si los criterios presentados en la tabla 4.2.1 se cumplen, para distintos escenarios, en distintas zonas del sistema eléctrico, por ejemplo, para la zona al norte de S/E Crucero.	<p>Esta metodología es propuesta para las instalaciones de transmisión zonal, sin embargo, para la Transmisión Nacional se tienen en cuenta los estándares dados por la NTSyCS.</p> <p>En específico para la S/E Crucero, se propone el aumento de estándar a doble barra doble interruptor considerando los criterios de diseño del Coordinador y el interés de conexión en esta zona.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		sistema al norte de subestación Crucero.		
	Sección 5.1.3.1: Comentarios	<p>Se indica: "A su vez, en condiciones de noche, al no existir el aporte de los parques fotovoltaicos, la pérdida de uno de los circuitos de la línea 2x220 kV María Elena – Kimal, deriva en una sobrecarga del circuito paralelo de hasta un 20%, al considerar la salida de centrales a carbón en el Norte (Tarapacá CTTAR y Tocopilla U14 y U15). Lo anterior está sujeto a aumentos puntuales de consumo esperados en la zona por sobre los 200 MW."</p> <p>Con la información disponible por el Coordinador al momento de realizar el estudio, es posible establecer escenarios de aumento de consumo en la zona norte mayores a 200 MW. Se sugiere evaluar si con lo planteado se cumplen los criterios establecidos en la Tabla 4.2.1 del informe. Posiblemente la evaluación indicada implica definir nuevos escenarios a los 5 ya establecidos.</p>	<p>Con la información disponible por el Coordinador al momento de realizar el estudio, es posible establecer escenarios de aumento de consumo en la zona norte mayores a 200 MW. Se sugiere evaluar si con lo planteado se cumplen los criterios establecidos en la Tabla 4.2.1 del informe.</p>	<p>Para la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se utilizó toda la información actualizada a agosto de 2019.</p> <p>Todos los antecedentes posteriores hasta diciembre de 2019 son incluidos en el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, en donde se actualiza la demanda incluyendo los proyectos de consumo referidos.</p>
	Sección 5.1.7: Impacto local debido al proceso de descarbonización	Respecto al impacto local debido al proceso de descarbonización horizonte 2019 - 2025. La definición de escenarios es un factor relevante al momento de evaluar los desafíos asociados al	Teniendo en consideración los antecedentes a la vista en el informe de diagnóstico de uso del sistema de transmisión y el documento GO-SEN N° 18/2019, se sugiere que los escenarios evaluados sean complementados apropiadamente para evaluar de manera	Se destaca que el Coordinador realizó estudios con distintas sensibilidades asociadas al proceso de descarbonización, siendo estos análisis incorporados en las propuestas.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>retiro de centrales a carbón. A modo de ejemplo, los escenarios que se consideraron en la Sección 1.c del Informe GO-SEN N° 18/2019 desarrollado por el Coordinador este año no consideraron factores relevantes para evaluar el efecto del retiro de unidades zonas específicas del sistema.</p> <p>En la Sección 5.1.7 del informe de diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión, desarrollado menos de un año después del informe GO-SEN N° 18/2019, se indica:</p> <p>"El impacto del retiro de las unidades se presenta en condiciones particulares en la zona de 220 kV cercana a S/E Lagunas; se asocia principalmente a condiciones de zonas con altos consumos y reducidos recursos de generación y/o control de tensión.</p> <p>De los análisis estáticos, se tiene que tanto las tensiones en barras como los niveles de carga por elementos serie se encuentran dentro de los rangos normativamente admisibles en una condición operativa normal. Ante contingencia simple (N-1) la mayoría de los casos cumple con las exigencias normativas, exceptuando las siguientes situaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Subtensiones en S/E Puquios 220 kV y S/E Challacollo 220 kV: Con independencia del Escenario</li> </ul>	<p>razonable los desafíos asociados al abastecimiento de la demanda en un contexto de alta integración de energía renovable variable combinado con presiones más aceleradas de descarbonización de la matriz de generación. Revisar los requerimientos de energía reactiva en la zona.</p>	<p>En el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se actualizó la demanda incluyendo los proyectos de consumo referidos.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>evaluado, al perder ya sea la línea 1x220 kV Lagunas – Challacollo o bien la línea 1x220 kV Lagunas – Puquios, se presentan tensiones en torno a 0,86 p.u. en S/E Puquios 220 kV y Challacollo 220 kV.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecarga en la línea 2x220 kV María Elena – Kimal: En condiciones de noche y por ende sin aporte de potencia activa por parte de parques fotovoltaicos (área norte del Norte Grande importando potencia), la pérdida de uno de los circuitos de la referida línea deriva en una sobrecarga del circuito paralelo de hasta un 20% (sentido Kimal – María Elena).</li> </ul> <p>Estos fenómenos están sujetos a aumentos de consumo en la zona por sobre los 200 MW."</p> <p>En este contexto, se sugiere considerar escenarios que representen las necesidades de abastecimiento locales y la evolución esperada de la demanda minera en la zona norte, junto al desarrollo de generación renovable variable en la misma zona.</p> <p>Por lo tanto, teniendo en consideración los antecedentes a la vista en el informe de diagnóstico de uso del sistema de transmisión y el documento GO-SEN N° 18/2019, se sugiere que los escenarios evaluados sean complementados apropiadamente para evaluar de</p>		

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
TRANSELEC S.A.	Apéndice III, Uso esperado del sistema de transmisión	<p>manera razonable los desafíos asociados al abastecimiento de la demanda en un contexto de alta integración de energía renovable variable combinado con presiones más aceleradas de descarbonización de la matriz de generación.</p> <p>Las tablas en el informe y apéndice indican "Capacidad MVA @25°C" en todo el informe, sin embargo, no todas las líneas de transmisión pueden operar a esta temperatura. A lo largo del sistema de transmisión existen zonas en las cuales las mayores transferencias por las líneas de transmisión se producen en horas con temperaturas superiores a los 25°C, o bien, en épocas del año donde el promedio de temperatura supera ampliamente dicho valor. Producto de esta situación es que las líneas de transmisión actualmente se están licitando con condiciones de diseño a 35°C con sol.</p>	Se solicita aclarar la información presentada en las tablas de capacidad, además se solicita indicar la temperatura que se está considerando para definir la capacidad máxima de transmisión para cada tramo del sistema.	Se confirma que el análisis considera capacidad MVA @25 °C. Se analizará la pertinencia de esta observación caso a caso, en el informe complementario a la Propuesta De Expansión de La Transmisión 2020.



Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	4.1.1.2 Definiciones para la modelación en el largo plazo, página 22.	En el informe se indica que considera el Costo de Falla de Larga Duración (CFLD) definido en la NTSyCS vigente y actualizado en la Resolución Exenta N°318/2017. Sin embargo, la Comisión de Energía (CNE) actualizó el costo de falla en la Resolución Exenta N° 498/2019, publicada el 27 de agosto 2019.	Se solicita actualizar el valor del CFLD de acuerdo con lo indicado en la RE° 498/2019.	Para efectos del modelo de optimización de inversiones generación-transmisión utilizado para Planificación, se considera un costo de falla de larga duración suficiente para evitar la existencia de ENS planificada. Sin embargo, dicho valor corregido es mucho más relevante para la actualización de los pagos por potencia firme.
	5.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO, 5.1.1 Descripción del Sistema, Tabla 5.1.1	En el informe de diagnóstico se indica que la capacidad de la Línea 1x220 kV Cóndores - Parinacota se encuentra limitada a 166 MVA. Sin embargo, de acuerdo con el "Informe de restricciones del Coordinador, versión preliminar", emitido en noviembre de 2019, la operación real este circuito está limitado en 91.5 MVA producto de un transformador de corriente en la subestación Cóndores.	Se solicita ajustar la capacidad de transmisión de la línea 1x220 kV Cóndores - Parinacota a lo indicado en el informe de restricciones.	Se consideró la observación en los análisis el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.
	5.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO, 5.1.1 Descripción del Sistema, Tabla 5.1.1	En la tabla de restricciones presentada en el informe de diagnóstico, la Línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte se considera con una capacidad de 260 MVA durante todo el periodo de evaluación. Sin embargo, actualmente este tramo se encuentra limitado a 182.9 MVA, según el "Informe de restricciones del Coordinador, versión preliminar", emitido en noviembre de 2019.	Se solicita utilizar considerar la capacidad de la Línea Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte con 182.9 MVA hasta la entrada en operación de la nueva línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte.	Se consideró la observación en los análisis el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	5.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO, Tabla 5.1.1	En el informe de diagnóstico se considera la entrada en operación de la línea 500 kV Changos - Kimal en diciembre de 2020. Sin embargo, Transelec, como adjudicatario de estas obras, comunicó la finalización del proyecto y su correspondiente entrada en operación en diciembre del 2019.	Se solicita considerar en operación la línea 500 kv Changos - Kimal.	Se consideró la observación en los análisis el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.
	Apéndice I, 5 Proyecto con solicitudes de conexión al sistema eléctrico nacional, pág. 52.	La zona donde se encuentran ubicadas las subestaciones Miraje y Frontera es considerada un Polo de Desarrollo de proyectos fotovoltaicos. La CNE recientemente aprobó la solicitud de ampliación de la S/E Miraje para la conexión de la central "Valle del Sol", de ENEL. Adicionalmente, se encuentra en trámite otra solicitud de ampliación de la subestación Frontera, para la conexión de la central "Sol del Loa" de AME. Estas solicitudes se han tramitado vía artículo 102. Además, es necesario indicar que AME se encuentra gestionando la conexión de otro proyecto en la Subestación Miraje, para la entrada en operación de otro parque fotovoltaico.	Se solicita considerar los siguientes proyectos en el catastro utilizado para el plan de expansión:  -Sol del Loa en SE Frontera, fecha de puesta en servicio Julio 2021, 300 MW. -Valle del Sol en SE Miraje, fecha de puesta en servicio Agosto 2021, 147 MW -CEME1 en SE Miraje, en proceso de aprobación punto de Conexión. 300 MW.	Se destaca que en el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 se incluye información actualizada de oferta y demanda, prestando especial atención al a zona referida...

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	5.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA, 5.2.3 UTILIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL, pag.68	En el informe de diagnóstico se está considerando el tramo Don Hector 220-Maitencillo220 fuera de servicio a partir del año 2021.	Se solicita señalar los motivos por los cuales se considera la operación abierta de este tramo, en vez de promover obras de ampliación en estas líneas, de forma de permitir que esta zona se desarrolle como polo de generación renovable. Además, la configuración considerada no evita el vertimiento de generación solar en la zona.	Se opera de esta manera producto de las diferencias de capacidad de los corredores paralelos (2x197 y 2x500 MVA). De operar enmallado se podrían presentar congestiones en el tramo comprendido entre las subestaciones Maitencillo, Don Héctor, Punta Colorada y Pan de Azúcar en 220 kV. Debido a esta problemática detectada, se incluye en la propuesta 2019 del Coordinador el Seccionamiento de la Nueva Línea 2x220 kV Maitencillo - Punta Colorada en S/E Don Héctor la cual es incluida en el Informe Técnico Final 2019 de la CNE. Esa obra se vuelve a recomendar en el Informe Complemento del Coordinador debido a que fue eliminada en el Dictamen 02-2020 del Panel de Expertos.
	5.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA, 5.2.3 UTILIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL, pag.68	En el informe de diagnóstico se indica que se está considerando el tramo 220 kV Punta Colorada-Don Hector con operación radial y con criterio N, a partir del año 2021.	Se solicita indicar los motivos por los cuales se considera la operación radial de esta instalación Nacional para el largo plazo, en vez de promover obras de ampliación de forma de aumentar la capacidad de transmisión de este tramo, y así poder mejorar la seguridad de servicio del sistema manteniendo un sistema enmallado que otorgue mayor robustez y flexibilidad.	Se opera de esta manera producto de las diferencias de capacidad de los corredores paralelos (2x197 y 2x500 MVA). De operar enmallado se podrían presentar congestiones en el tramo comprendido entre las subestaciones Maitencillo, Don Héctor, Punta Colorada y Pan de Azúcar en 220 kV. Debido a esta problemática detectada, se incluye en la propuesta 2019 del Coordinador el Seccionamiento de la Nueva Línea 2x220 kV Maitencillo - Punta Colorada en S/E Don Héctor la cual es incluida en el Informe Técnico Final 2019 de la CNE. Esa obra se vuelve a recomendar en el Informe Complemento del Coordinador debido a que fue eliminada en el Dictamen 02-2020 del Panel de Expertos.
	5.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA, 5.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA, Tabla 5.2.1., pag.62	En la evaluación de los límites del Corredor de 500 kV desde Changos hasta Polpaico no considera la capacidad límite de la compensación serie instalada, la cuál es de 1.585 MVA entre Changos hasta Cardones y de 1.700 MVA desde Nueva Maitencillo hasta Polpaico. Estos valores se encuentran en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión publicado en Noviembre de 2019, página 116.  Los Changos - Cumbre 500 kV 1, 1.585 MVA Los Changos - Cumbre 500 kV 2, 1.585	Se solicita considerar los límites de transmisión para la compensación serie instalada en el corredor de 500 kV, señalados en el "Informe de restricciones del Coordinador, versión preliminar", emitido en noviembre de 2019.	Se consideró la observación en los análisis el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>MVA Cumbre - N. Cardones 500 kV 1, 1.585 MVA N. Maitencillo - N. P. de Azúcar 500 kV 1, 1.700 MVA N. P. de Azúcar - Polpaico 500 kV 1, 1.700 MVA</p>		
	<p>5,4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA, 5.4.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL, pág. 100</p>	<p>La restricción de capacidad considerada en el informe indica que los transformadores de Polpaico 500/220 kV pueden operar hasta 930 MVA. Sin embargo, en las gráficas de resultados la capacidad señalada para estos equipos es superior a 2.000 MVA.</p>	<p>Se solicita revisar el límite de operación considerado para los transformadores de Polpaico 500/220 kV, que se presenta en los gráficos.</p>	<p>Efectivamente en el corto plazo la capacidad se encuentra restringida en los 930 MVA. Para efectos de la identificación de requerimientos de nuevos proyectos en el largo plazo, se libera esta restricción hasta los 2000 MVA.</p>
	<p>5,4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA, 5.4.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL, pág. 96</p>	<p>En los resultados presentados en el diagnóstico el tramo Polpaico - Lo Aguirre 500 kV fue modelado con capacidad límite de 1.800 MVA según lo indicado en la tabla 5.4.1, sin embargo, para el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (pág. 16) el límite considerado es de 1.663 MVA.</p>	<p>Se solicita ajustar las restricciones del tramo Polpaico - Lo Aguirre 500 kV en función de lo informado en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión.</p>	<p>El resultado de los análisis realizados por el Coordinador muestra la necesidad de reemplazar los TT/CC en los paños k1 y k2 de S/E Polpaico, lo cual permite liberar la restricción indicada en el Estudio de Restricciones.</p>
	<p>5.5 ZONA ALTO JAHUEL - CHARRÚA, 5.5.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE</p>	<p>La tabla 5.5.1 indica que en la subestación Ancoa se encuentran instalados tres autotransformadores 500/220 kV. Actualmente solamente hay dos de estos equipos.</p>	<p>Se solicita corregir el número de transformadores 500/220 kV en la SE Ancoa en la tabla 5.5.1.</p>	<p>Se corrige en concordancia. Se confirma la utilización de dos (2) transformadores para todos los efectos.</p>

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	TRANSMISIÓN NACIONAL, pág. 111			
	5.5 ZONA ALTO JAHUEL - CHARRÚA, 5.5.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL, pág. 119	En el diagnóstico el transformador de Ancoa 500/220 kV considera un límite de operación superior a 1.000 MVA durante todo el horizonte, sin embargo, el límite de operación de estos transformadores es de 820 MVA.	Se solicita información corregir la capacidad de los transformadores en Ancoa a 820 MVA.	Se corrigió en consecuencia en el Informe complementario a la propuesta de expansión de la transmisión 2020.
	5.6 CHARRÚA - CHILOÉ, 5.6.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL, pág. 140	En el estudio se considera el tramo Cautín - Temuco 220 kV sin criterio N-1, de acuerdo con lo indicado en la tabla 5.6.1 (pág. 133) del presente informe.	Se solicita considerar criterio N-1 para el tramo Cautín - Temuco de 193 MVA.	Se libera congestión para efecto del diagnóstico. No obstante, se tiene presente que existen congestiones de baja frecuencia y profundidad en la línea.
	5.6 CHARRÚA - CHILOÉ, 5.6.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL, pág. 140	En la sección de comentario 5.6.3.1 no se indica claramente la fecha de entrada en operación de las líneas 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos - Nueva Pichirropulli.	Se solicita indicar claramente la fecha considerada por el coordinador para los tramos 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos - Nueva Pichirropulli, energizadas en 220 kV.	Se ha incluido en el informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.

Empresa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Apéndice I, 3 METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE PLANES DE GENERACIÓN	En la optimización de los recursos de generación futuro consideran la reducción de los costos de desarrollo de centrales renovables para el largo plazo utilizando gran capacidad en sistemas de almacenamiento principalmente en el sistema de 500 kV. En el informe no se señalan los costos de desarrollo que se están considerando para estas alternativas.	Se solicita informar acerca de los costos de desarrollo de las centrales renovables por tecnología y principalmente el costo utilizado para optimizar la incorporación de los sistemas de almacenamiento o bombeo a la matriz de generación.	La información solicitada respecto a costos de inversión de las distintas tecnologías, tal como se indica en el informe, corresponde a las proyecciones de costos incorporadas en la actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo, emitida por el Ministerio de Energía en Diciembre del año 2019. No obstante, dichos costos también están incorporados en las bases de datos utilizadas para la elaboración de los planes de obras de generación-transmisión (Bases Plexos), las cuales fueron publicadas en conjunto con la emisión de la propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión 2020, la cual fue emitida y publicada en el sitio web del Coordinador en Enero de 2020.
	5 Diagnóstico, 5.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO, 5.1.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT, pág. 54	En la SE de Diego de Almagro se está realizando la normalización de la conexión de los transformadores de 220/110 kV, según la carta presentada al coordinador "Normalización de la conexión de los autotransformadores ART3 y ATR4 en la Subestación Diego de Almagro" por parte de Transelec, enviada el día 23 de octubre de 2019, para cumplir con las exigencias de diseño establecido en el artículo 3-24 de la NTSyCS.	Se solicita considerar la operación normalizada de los transformadores de la SE Diego de Almagro 220/110 kV.	Se consideró la observación en los análisis el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.

