

Observaciones y/o Comentarios - Informe de Servicios Complementarios 2023

Las observaciones recibidas corresponden a las siguientes:

- **Enel X:** recibida mediante carta ingreso OP01405-22.
- **Colbún S.A.:** recibida mediante carta GM N° 124/2022. Ingreso DE03116-22.
- **Transelec S.A.:** recibida mediante carta RL - N°0075-22. Ingreso DE03115-22.
- **Enel Generación, EGP, Enel Generación Chile S.A.:** recibida mediante carta GC-318-22. Ingreso DE03117-22.
- **Centinela:** recibida mediante carta ingreso DE03120-22.
- **Prime Energía:** recibida mediante carta ingreso OP01389-22.
- **Collahuasi:** recibida mediante carta ingreso DE03157-22.
- **AES Andes S.A.:** recibida mediante carta AES 0135 – 2022. Ingreso DE03123-22.
- **Anglo American Sur S.A.:** recibida mediante carta GAC/0019-22. Ingreso DE03124-22.
- **Engie Energía Chile S.A:** recibida mediante carta 137/2022. Ingreso DE03125-22.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
1	Enel X	2	2.2	<p>El informe preliminar de SSCC 2023 dice: “Definición del Agregador: <i>Agregador: Coordinado responsable de facilitar la agrupación de los Usuarios Finales que prestan los Servicios Complementarios relacionados con los incrementos o reducciones de sus demandas eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en los Artículos 73 y 74 del DS113/2017. Sin perjuicio de las tareas y responsabilidades del Agregador, los Usuarios Finales son en todo momento e individualmente responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del Servicio Complementario que prestan al sistema eléctrico.”</i> Son los agregadores quienes se toman las responsabilidades en nombre de sus clientes. Sobre este punto, cabe recordar el rol fundamental de los Agregadores independientes para la participación de la demanda en el mercado. Es de fundamental importancia que haya un marco regulatorio que no solo les permita a los Agregadores Independientes existir en el mercado, sino que los usuarios también tengan la libertad de elegir a su Agregador de flexibilidad de forma</p>	<p>La definición del Agregador proviene de la normativa vigente y este Informe no puede disponer de un término distinto o que no tenga el respaldo correspondiente, sin perjuicio de las acciones que realice el Coordinador, a fin de contribuir a mejorar el funcionamiento y la eficiencia de los mercados analizados y la libre competencia en ellos.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>independiente de quien sea su Suministrador, Distribuidor o cualquier otro agente que ya le provea servicios relacionados a la energía. Es decir, el hecho de que un usuario tenga un Suministrador o Distribuidor específico no significa que no pueda elegir a un Agregador Independiente para que entregue sus servicios de flexibilidad. De consecuencia, es importante que el marco regulatorio les consienta a los Agregadores Independientes de competir en condiciones de igualdad con cualquier otro agente para la prestación de servicios de flexibilidad.</p> <p>Es imprescindible para la competencia que el Coordinador defina al Agregador como un ente Independiente que pueda ofrecer los servicios al sistema.</p>	
2	Colbún S.A.	5	5.1.2, 5.1.3	Se solicita corregir las Tablas 5.7 a 5.11, las cuales no muestran la totalidad de las horas de operación. Por ejemplo el bloque 1 termina a las 01:00 mientras que el bloque 2 empieza a las 02:00, dejando una hora de operación sin reserva operacional.	Las tablas mencionadas serán actualizadas considerando lo observado.
3	Colbún S.A.	5	5.2	Corregir formato pagina 37.	Se acoge solicitud.
4	Colbún S.A.	Anexo F	Hoja CPF	Se considera que la respuesta de la UG Angostura 1 para desviaciones de frecuencia de -0,7 Hz es de 0 MW, lo que limita el aporte de 5 min $\pm 0,7$ MW a 0 MW. Lo anterior no es correcto, tal como se mencionada en la Carta GM N°147/2021 enviada al Coordinador el 20.10.2021, en la cual se argumenta de manera concisa que la unidad puede participar de buena manera en el CPF de subida y bajada. Por lo anterior, se solicita corregir según corresponda.	Se acoge observación y se incluyen los valores de respuesta de HE Angostura en CPF de acuerdo a su modelo.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
5	Colbún S.A.	Anexo F		Hoja CPF El modelo de la UG Santa María fue entregado al coordinador en el año 2016, más aún, el modelo fue utilizado recientemente en el Estudio de Sintonización de Estabilizadores de Sistemas de Sistemas de Potencia (PSS) 2022, en particular, en la Tabla 4 se menciona su uso. Por lo anterior, se solicita corregir la información correspondiente.	Se acoge observación y se incluyen los valores de respuesta de TER Santa María en CPF de acuerdo a su modelo.
6	Colbún S.A.	Anexo F		Hoja CSF Tal como se menciona en el Anexo 1 de la Carta GM N°185/2021 la UG Santa María, no dispone de las condiciones para participar en el AGC del coordinador -y por lo tanto en el CSF- debido a su alto tiempo de estabilización (120 min). Por lo cual se sugiere no considerarla dentro del control secundario de frecuencia.	Se revisarán los antecedentes mencionados. En caso de que efectivamente la central no sea técnicamente capaz de realizar CSF, ésta será retirada de la lista de centrales proveedoras de este servicio.
7	Colbún S.A.	Anexo G		Hoja Condensadores Los ítems N°107 y N°108 BC S/E Esperanza 1 y 2 e ítems N°133, N°134, N°135 BC S/E Maipo, no son propiedad de Colbún S.A.	Se revisa y corrige acorde a lo registrado en Infotécnica. Las instalaciones son propiedad de Alfa Transmisora de Energía S.A.
8	Transec	5, 6, 7, 9, 10	5.2, 6.5, 7.2, 9.2.6 y 10.2	Con relación al SC de Control de Tensión: Se solicita que se entreguen mayores antecedentes respecto a la licitación de los equipos para aporte de potencia de cortocircuito: <ul style="list-style-type: none"> - Listado de proyectos que se deberían licitar, indicando sus características técnicas principales y sus valorizaciones referenciales. - Calendario del proceso de licitación. - Fecha referencial de la puesta en servicio del listado de proyectos (considerando el proceso completo de preparación de ofertas, adjudicación y desarrollo, incluyendo la gestión de permisos ambientales y de conexión). - Esquema de remuneración que tendrán los distintos proyectos, indicando por cuánto tiempo se asegurará la remuneración de estos (25 años igual que la vida útil de los 	Los antecedentes asociados a la licitación de equipos para aportar potencia de cortocircuito serán entregados al momento de la publicación de las bases, lo cual se estima ocurra en enero del año 2023. Efectivamente la impedancia de 0.15 pu para el conjunto generador-transformador está en el rango inferior de los valores factibles según la información de referencia de diversos fabricantes, por lo que se quitará la calificación de "típico" para evitar confusiones. Lo relevante para la fortaleza de red es la potencia o corriente de cortocircuito necesaria en cada nodo, por lo que el valor de la impedancia solo debe considerarse como referencial para estimar la capacidad del equipamiento, tal como se indica en

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>nuevos equipos), y cuál será el régimen que regiría posteriormente a ese plazo.</p> <p>- Compatibilidad con ampliaciones o adecuaciones necesarias de realizar en las subestaciones que caen en el ámbito del Proceso Anual de Expansión de la Transmisión, entre otros.</p> <p>La impedancia equivalente indicada por el Coordinador es de 0,15 pu, la que está en un rango bajo de lo que es posible de suministrar con equipamiento normal, considerando un solo transformador de conexión. Se solicita justificar el valor de la impedancia equivalente indicada.</p>	<p>el mismo informe. Como el valor de referencia es bajo, la capacidad del equipamiento señalada puede considerarse en el rango inferior de la capacidad total que podría resultar.</p>
9	Transelec	Anexo I		<p>Se solicita al Coordinador incluir paño J10 de S/E Lagunas, correspondiente a la línea Lagunas – Matilla, en el listado de Instalaciones que participan del SC de Plan de Recuperación de Servicio, ya que el paño cuenta con un equipo de vinculación y puede aportar al PRS.</p>	<p>No se acoge observación.</p> <p>Equipo de vinculación declarado no se requiere en los PRS vigentes. PFV Atacama Solar requiere energización desde el SEN para su proceso de generación, por lo cual, no se utiliza el equipamiento de vinculación señalado.</p>
10	Transelec	Anexo I		<p>Se solicita al Coordinador incluir los paños J1, JT1 y JT de S/E Matilla en el listado de Instalaciones que participan del SC de Plan de Recuperación de Servicio, ya que los paños cuentan con equipos de vinculación y pueden aportar al PRS.</p>	<p>No se acoge observación.</p> <p>Equipo de vinculación declarado no se requiere en los PRS vigentes. PFV Atacama Solar requiere energización desde el SEN para su proceso de generación, por lo cual, no se utiliza el equipamiento de vinculación señalado.</p>
11	Transelec	Anexo I		<p>Se solicita al Coordinador incluir el Paño J3 de S/E Ciruelos, correspondiente a la línea 220kV Ciruelos – Planta Valdivia en el listado de Instalaciones que participan del SC de Plan de Recuperación de Servicio, ya que el paño cuenta con equipo de vinculación y puede aportar al PRS.</p>	<p>No se acoge observación.</p> <p>Equipo de vinculación declarado no se requiere en los PRS vigentes. Planta Valdivia ante contingencias opera en isla con consumos propios. Posteriormente, para sincronizar al SEN, la central utiliza los interruptores 52 2-5 o 52 2-3 en S/E Planta de Valdivia.</p>
12	Enel Generación	4	4.1.4	<p>El informe preliminar de SSCC 2023 dice: “En el caso que este SC sea prestado por usuarios finales, éstos deberán cumplir con los siguientes requisitos adicionales:</p>	<p>Las señales mencionadas se requieren en la OTR, para que CDC pueda tomar las acciones necesarias en función del comportamiento de la demanda,</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>a) Integrar al SCADA del Coordinador las señales de Potencia Activa, Potencia Reactiva, Tensión y Frecuencia en la barra de retiro.”</p> <p>Respecto al punto a), recomendamos eliminar esta restricción que significa un costo demasiado grande para ser asumido por la demanda, quienes no podrán presentar ofertas competitivas en este mercado. Adicionalmente, no entrega al Coordinador ninguna información adicional a la que puede obtener con posterioridad para concretar pagos y/o multas en caso de incumplimiento.</p> <p>Se recomienda, además, definir reglas tal como en las bases de licitación de Cargas Interrumpibles para que los clientes tengan claridad en como podrán participar de estas subastas.</p>	<p>teniendo en cuenta la capacidad de monitorear la respuesta de la contraprestación en caso de que sea prestado por unidades generadoras.</p>
13	Enel Generación	6	6.4.4	<p>El informe preliminar de SSCC 2023 dice: “En cuanto a los potenciales competidores, basado en la experiencia internacional y las respuestas de los clientes libres en el marco del RFI sobre la incorporación de la demanda en la prestación de SSCC, se descartaron industrias cuya posibilidad de flexibilizar cargas y adaptar procesos es reducida, como la minería, el transporte de pasajeros, puertos, provisión de agua, entre otras.”</p> <p>Se sugiere modificar la exclusión explícita del informe definitivo de este tipo de clientes para no limitar la competencia que podrían generar. Cualquier industria debe poder participar mientras tenga la posibilidad de flexibilizar su carga. Por ejemplo:</p> <p>U.S. Silica, uno de nuestros clientes mineros y uno de los principales proveedores de sílice en Tennessee, está inscrito en programas de RD desde 2008. Pueden revisar el caso completo aquí.</p> <p>En el sector de la provisión de agua, nuestro cliente Eastern Municipal Water District, uno de los mayores proveedores de agua del sur de California, lleva prestando servicios de</p>	<p>No se excluye la participación de dichos competidores (minería), sólo no se consideraron como parte del mercado relevante más estrecho en la evaluación de competencia.</p> <p>Lo anterior, con el objeto de obtener un escenario conservador al momento de analizar dichos indicadores y no representa obstáculo alguno para este tipo de participantes.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador						
				respuesta a la demanda a la red desde 2007. Pueden revisar el caso completo aquí .							
14	Enel Generación	6	6.4.4	<p>El informe preliminar de SSCC 2023 dice: “Por último, cabe destacar que, si bien la licitación previa fue declarada desierta por falta de participantes, en el futuro proceso licitatorio se considerará una campaña de difusión más adecuada entre los coordinados, además de evaluar la posibilidad de permitir la participación de la demanda en distribución.”</p> <p>Se sugiere modificar el informe y declarar afirmativamente que se incluirán los clientes en distribución (no como una posibilidad simplemente), lo cual permitiría ir, desde el momento de publicación del informe definitivo, evaluando y conversando con potenciales clientes.</p> <p>Una vez se publiquen las bases de licitación, esta definirá que requisitos deben cumplir los clientes en distribución para poder participar.</p> <p>Adicionalmente, si se mantienen las condiciones actuales de participación según lo que indica la última base de licitación, la campaña de difusión entre los coordinados no tendrá efecto alguno en el interés de participación, ya que el universo de clientes que pueden participar con dichas condiciones es mínimo (26 clientes según nuestro análisis).</p>	Por el momento no está previsto incluir en el Informe SSCC la participación de los clientes libres que están en las redes de distribución.						
15	EGP CHILE	Anexo G		<p>Hoja CTF en Giro</p> <p>Para registro N°601 corregir el propietario asignado a FV Azabache.</p> <p>Debe decir ENEL GREEN POWER CHILE S.A. Esto puede verificarse en INFOTECNICA.</p> <table border="1" data-bbox="625 1230 1192 1312"> <thead> <tr> <th>N°</th> <th>Coordinado</th> <th>Unidad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>601</td> <td>PARQUE EÓLICO VALLE DE LOS VIENTOS SPA</td> <td>Parque FV Azabache</td> </tr> </tbody> </table>	N°	Coordinado	Unidad	601	PARQUE EÓLICO VALLE DE LOS VIENTOS SPA	Parque FV Azabache	<p>Se ha modificado el Coordinado de acuerdo a la información contenida en la Plataforma de Gestión de Proyectos.</p> <p>Dado que se trata de un proyecto que no ha entrado en operación, Infotecnica no cuenta con los datos de PFV Azabache y serán incorporados una vez que se disponga de ellos.</p>
N°	Coordinado	Unidad									
601	PARQUE EÓLICO VALLE DE LOS VIENTOS SPA	Parque FV Azabache									
16	EGP CHILE	Anexo G		<p>Hoja CTF en Giro</p> <p>Corregir unidades en donde se señala Coordinado</p>	Se reemplaza ENEL GREEN POWER DEL SUR SPA por ENEL GREEN POWER S.A. en las filas correspondientes.						

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				ENEL GREEN POWER DEL SUR SPA, por ENEL GREEN POWER CHILE S.A., que es el actual nombre de la empresa.	
17	EGP CHILE	Anexo H		Hoja Generadoras Corregir unidades en donde se señala Coordinado ENEL GREEN POWER DEL SUR SPA, por ENEL GREEN POWER CHILE S.A., que es el actual nombre de la empresa.	Se reemplaza ENEL GREEN POWER DEL SUR SPA por ENEL GREEN POWER S.A. en las filas correspondientes.
18	EGP CHILE	Anexo H		Hoja Generadoras Para registro N°428 corregir el propietario asignado a FV Azabache. Debe decir ENEL GREEN POWER CHILE S.A. Esto puede verificarse en INFOTECNICA.	Se ha modificado el Coordinado de acuerdo a la información contenida en la Plataforma de Gestión de Proyectos.
19	EGP CHILE	Anexo H		Hoja Generadoras Para registro N°275 corregir el propietario asignado a PE RENAICO (U1-U44). Debe decir ENEL GREEN POWER CHILE S.A. Esto puede verificarse en INFOTECNICA.	Se corrige coordinado a ENEL GREEN POWER CHILE S.A.
20	EGP CHILE	Anexo J		Hoja Partida Autónoma Corregir unidades en donde se señala Coordinado Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., por ENEL GREEN POWER CHILE S.A., Esto puede verificarse en INFOTECNICA.	Se reemplaza Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. por ENEL GREEN POWER CHILE S.A. en las filas correspondientes.
21	Enel Generación Chile S.A.	Anexo J		Hoja Partida Autónoma Para registro N°15 corregir el propietario asignado a TER DIEGO DE ALMAGRO U1. Central dejó de pertenecer a Enel Generación	Se corrige coordinado a S.W. Operations S.A.
22	Enel Generación Chile S.A.	Anexo G		Hoja CPF En giro Eliminar Registro 109, el arreglo "TARAPACA-TGTAR_GNL" no existe, la unidad TER TARAPACÁ TGTAR, sólo funciona con diésel.	Se verifica que la unidad solo tiene operación con diésel. Se retira la fila que indica GNL.
23	Minera Centinela	3	e)	Cuando se define " <i>Apartado de Instalación y/o Adecuación de Infraestructura</i> " y se indica que se licitarán los recursos técnicos en los casos que de los estudios realizados se detecte que son insuficientes para la prestación de alguno de los SSCC, queda el cuestionamiento respecto de la eficiencia económica, ya que	Por el momento no se tiene previsto incluir nueva infraestructura que aporten recursos para la prestación de SSCC y por razones únicamente económicas.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				eventualmente podrían existir casos en que si la prestación del recurso se realiza a un costo muy elevado, podría ser conveniente licitar un nuevo recurso que sea más eficiente desde el punto de vista técnico y económico.	
24	Minera Centinela	5	5.1.1	<p>Al final de esta sección se indica que la representación de los requerimientos de CPF+ y CPF- en los procesos de programación de la operación, para cumplir con los niveles de reserva mínimos exigidos, se utilizarán relaciones simplificadas entre las variables asociadas a las tablas 5.2 a 5.5, de modo de no comprometer los plazos asociados al proceso de programación. Al respecto, y considerando que el CPF es uno de los SSCC más costosos del sistema se solicita analizar la posibilidad de automatizar esta representación de modo de tener resultados más afinados sin comprometer los plazos indicados.</p> <p>Adicionalmente se indica que los BESS actualmente disponibles en el sistema, podrán ser utilizados como reemplazo al aporte que realizan las unidades generadoras al CPF ante contingencias, sin embargo no queda claro si esto está sujeto a una evaluación técnica y económica. Adicionalmente, se solicita aclarar si esto ya se realiza actualmente y si eventualmente su utilización pudiera bajar el costo de la prestación de este servicio.</p>	<p>Los requerimientos de CPF modelados en los procesos de programación, representan los valores establecidos en los requerimientos y bajo los cuales se realiza la adjudicación de SSCC.</p> <p>Esta representación, no solo se utiliza para la asignación de recursos dentro de los programas de operación sino también para el ajuste en tiempo real de los mismos.</p> <p>La manera de realizar este ajuste se ha publicado en minutas anexadas durante los últimos años. Para mayor información referirse a la minuta actualmente vigente: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/12/Minuta-GM-No35-2021-Modelacion-y-Asignacion-de-Servicios-Complementarios-de-Control-de-Frecuencia.pdf</p> <p>En lo que respecta a los BESS actualmente disponibles en el sistema, estos aportan al servicio de CPF y participan, en asociación con su central asignada, para proveer de este servicio en reemplazo de parte del aporte requerido a la central asociada.</p>
25	Minera Centinela	6	6.2	Respecto del actual esquema de subastas SSCC de control de frecuencia, considerando la RE N° 442 del 23 de noviembre de 2020, se indica que el valor ofertado por el Coordinado debe incluir aquellos costos no considerados como costos de oportunidad y sobrecostos, que son remunerados ex post, tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros. En el entendido que cuando se	La adjudicación se determina en la programación diaria, la cual es resultado de la co-optimización que internaliza tanto sobrecostos como costos de oportunidad observados en la ventana de programación.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>asigna la subasta el Coordinador evalúa todos los costos, incluyendo los remunerados ex post, queda la duda sobre el control que debe realizar el Coordinador al manejo de estos costos que pueden hacer los oferentes que prevén que serán adjudicados por tener costos de oportunidad y sobrecostos más bajos que sus competidores. Se solicita aclarar este punto, y explicar en el informe cómo el Coordinador adjudica los SSCC más económicos para el sistema.</p> <p>Adicionalmente, se solicita aclarar cómo el actual esquema de subastas da cumplimiento a lo dispuesto en el art. 72-7 de la LGSE y los art. 56 y 68 del DS 113, los que disponen que la valorización y remuneración de los SSCC corresponderá al valor adjudicado en la respectiva subasta y que si la prestación de SSCC se realiza producto de licitaciones y/o subastas y su prestación implica la operación de la instalación a un costo variable superior al costo marginal del sistema, los oferentes adjudicados no recibirán una remuneración por sus costos variables de operación no cubiertos. En este caso se entenderá que no existe operación fuera de orden económico.</p>	<p>Respecto del último punto planteado, cabe destacar que la remuneración se realiza de conformidad a la RE 442, del año 2020 y las resoluciones de valores máximos RE 443 y 493 según corresponda.</p>
26	Minera Centinela	6	6.3	<p>Se indica que se considera suficiente para llevar a cabo el análisis de competencia el cálculo del indicador RSI3, según lo dispuesto en la resolución exenta de valores máximos y que de existir episodios esporádicos con conglomerados pivotaes, sus ofertas estarán limitadas al valor teórico de costo de desgaste, de lo contrario el proceso sería declarado desierto, con lo cual la totalidad del parque debiese ser considerado y la remuneración corresponder a lo establecido en la misma resolución,</p> <p>que equivale al proceso de instrucción directa. Al respecto no queda claro si siempre las ofertas se limitan o si debe existir una evaluación en cada programación para determinar si las ofertas corresponden a conglomerados pivotaes, en cuyo caso se solicita explicar cómo se aseguraría realizar correctamente esta evaluación considerando los plazos de este proceso.</p>	<p>Sin perjuicio que el tratamiento de los indicadores de valores máximos se encuentra contenido en las resoluciones RE 443 y 493, según corresponda, los indicadores empleados son calculados de manera diaria y a partir de dichos resultados, se aplican los filtros de valores máximos.</p> <p>En cualquier caso y para facilitar la comprensión del tratamiento de las ofertas que superen el valor máximo, se modificará la redacción del párrafo en comento en el Informe de SSCC 2023.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
27	Minera Centinela	6	6.4.1	Para el análisis que se realiza, se indica que se consideraron todas las unidades habilitadas para el CPF, pero que en caso de que una unidad desee participar en el proceso de subastas, se deberán someter al proceso de verificación y ajustar sus parámetros a los valores que el Coordinador defina, sin embargo, no queda clara la factibilidad técnica de que todas las unidades generadoras puedan realizar estos ajustes.	Las condiciones de competencia se realizan con el parque limitado y en caso de que nuevos generadores quieran incorporarse para la prestación del servicio tienen que verificarse de forma previa, quedando clara la factibilidad técnica para la prestación de dicho servicio, en dicha instancia.
28	Minera Centinela	6	6.4.1	Se indica que pese a que los resultados demuestran un alto nivel de concentración en todos los escenarios analizados, <i>“debido a que el mercado de CPF- ya se encuentra abierto, que el Coordinador está considerando fomentar la participación de nuevas tecnologías, que al considerar los recursos ERV no existen agentes pivotaes durante el 70% del tiempo, que existen medidas de mitigación y que está en carpeta la evaluación de CRF, se determina mantener la adjudicación a través de subastas para el servicio de CPF de bajada”</i> . Sin embargo, lo expuesto no demuestra ni acredita que existan condiciones de competencia que permitan mantener el esquema de subastas para el CPF-. En primer lugar, pese a que actualmente el CPF- debería materializarse a través de subastas, se aprecia que este SC se materializa mayoritariamente a través de prestación directa, especialmente durante los últimos meses del año 2022, donde las ofertas han prácticamente desaparecido. Adicionalmente, para justificar la existencia de supuestas condiciones de competencia, se indica que el Coordinador tiene considerado realizar ciertas acciones futuras, cuyo contenido y alcance no se conocen actualmente, por lo que no es posible evaluar si estas futuras acciones podrían generar un mayor grado de competencia en la prestación del servicio. En consecuencia, se solicita complementar el análisis ya que de lo expuesto no se perciben que existen condiciones de competencia para la prestación del CPF- de acuerdo a la metodología aplicada.	<p>El nivel de participación en las subastas no es un factor determinante en la evaluación de las condiciones de competencia, pero sí lo es el efecto que pueda tener aquello en el mercado y la capacidad que tienen distintos actores de disciplinar un eventual abuso.</p> <p>A este respecto, cabe destacar que todas las unidades son incluidas en la co-optimización, independiente de si ofertaron o no, lo que sumado a los mecanismos de mitigación existentes y a que no se remuneran los costos de desgaste de las unidades adjudicadas por instrucción directa, la no participación en el mercado de los diferentes actores habilitados para la prestación del servicio complementario solo podría derivar en un escenario similar al de instrucción directa.</p> <p>Cabe destacar que la remuneración y adjudicación se realizan según lo dispuesto en las RE 442, 443 y 493 de 2020 de la CNE.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
29	Minera Centinela	6	6.4.2	<p>Se concluye que para el Control Secundario existirían condiciones de competencia, sin embargo, es una situación bien restringida ya que los gráficos HHI muestran un alto grado de concentración y los del RSI3 muestran agentes pivotaes en casi un 40% del tiempo. Por lo anterior sería importante conocer en detalle cómo se verificarían si se producen ofertas de conglomerados pivotaes.</p> <p>Por otra parte, y pese a los resultados anteriores, se concluye que existirían condiciones de competencia para los servicios de CSF+ y CSF- <i>“condicional al nuevo esquema de subastas que se encuentra vigente con la RE N° 442 y RE N° 443 de la CNE, ambas de 23 de noviembre de 2020, en conjunto con la RE N°492 del 20 de diciembre de 2020”</i>. Sin embargo, de acuerdo a lo dispuesto en el art. 72-7 de la LGSE y el DS113, el mecanismo a través del cual se materializarán la prestación de los respectivos SSCC dependerá de si existen o no condiciones de competencia. Es decir, la existencia de condiciones de mercado competitivos es la condición para que el CSF se materialice a través de subastas y no al revés. Adicionalmente, el actual régimen de subastas para el CSF+ y CSF- no han evidenciado la existencia de un mercado competitivo, toda vez que su materialización durante el año 2021 y lo que lleva el año 2022 se ha efectuado mayoritariamente a través de prestación directa, donde las ofertas han prácticamente desaparecido.</p>	Ver respuesta a consulta N°28.
30	Minera Centinela	6	6.4.3	<p>Se concluye que para el Control Terciario existirían condiciones de competencia, sin embargo, es una situación parecida a la anterior ya que los gráficos HHI muestran un alto grado de concentración.</p> <p>Por otra parte, y pese a los resultados anteriores, se concluye que existirían condiciones de competencia para los servicios de CTF+ y CTF- <i>“condicional al nuevo esquema de subastas que se encuentra vigente con la RE N° 442 y RE N° 443 de la CNE, ambas de 23 de noviembre de 2020, en conjunto con la RE N°492 del 20 de diciembre de 2020”</i>. Sin embargo, de acuerdo a lo dispuesto en el art. 72-7 de la LGSE y el DS113, el</p>	Ver respuesta a consulta N°28.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>mecanismo a través del cual se materializarán la prestación de los respectivos SSCC dependerá de si existen o no condiciones de competencia. Es decir, la existencia de condiciones de mercado competitivos es la condición para que el CTF se materialice a través de subastas y no al revés. Adicionalmente, el actual régimen de subastas para el CTF+ y CTF- no han evidenciado la existencia de un mercado competitivo, toda vez que su materialización durante el año 2021 y lo que lleva el año 2022 se ha efectuado mayoritariamente a través de prestación directa, donde las ofertas han prácticamente desaparecido.</p>	
31	Minera Centinela	6	6.4.4	<p>Respecto de las cargas interrumpibles se indica que si bien la licitación previa fue declarada desierta por falta de participantes, en el futuro proceso licitatorio se considerará una campaña de difusión más adecuada entre los coordinados, además de evaluar la posibilidad de permitir la participación de la demanda en distribución. Sin embargo, podrían existir otros factores asociados al desinterés por participar y que podría tener que ver con que es complejo prestar un servicio que puede significar costos por falta de suministro no posibles de dimensionar por los respectivos Coordinados, por la dificultad que representa una evaluación de este tipo.</p>	<p>Lo expresado en el comentario es parte de las variables que el Coordinador toma en consideración para mejorar el funcionamiento y la eficiencia de los mercados analizados y la libre competencia en ellos.</p>
32	Minera Centinela	7	7.4	<p>Respecto de los PRS, se indica que en el caso de las instalaciones de transmisión que presten el SC de Equipamiento de Vinculación, solo serán remuneradas por el concepto de SSCC en el caso que dicha obra no se encuentre categorizada dentro de los sistemas de transmisión Nacional o Zonal, ya que, en tales casos, su pago provendrá por esa vía. Sin embargo, en el caso de sistemas dedicados también debería aplicar este criterio ya que en general las transmisoras aplican prorratas de peajes que permiten la remuneración de sus instalaciones en un 100%, salvo que el transmisor informe que por alguna circunstancia no se está remunerando su instalación por completo.</p>	<p>La remuneración del transporte por sistemas de transmisión dedicados se rige por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones, y no es establecida por el Coordinador a diferencia de los sistemas Nacional y Zonal.</p> <p>Dado lo anterior, no correspondería a un doble pago para el caso de sistemas dedicados.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
33	PRIME ENERGÍA	5	5.2	<p>En el sexto párrafo se indica: “Finalmente, considerando los diversos análisis realizados por el Coordinador¹⁵, que identificaron un déficit de aportes al corto circuito trifásico (disminución de fortaleza de la red) en la zona norte del SEN tan pronto como en el año 2023 o 2024, se encargó un estudio de Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional¹⁶ al Consultor DlgSILENT GmbH. Los principales resultados de dicho estudio, complementado con análisis de sensibilidad propios, se resumen en el ANEXO C, y señalan que al menos a partir del año 2025 será necesario contar con nuevas instalaciones para la provisión de potencia de cortocircuito trifásico por barra. Lo anterior con el objetivo de mantener niveles mínimos de fortaleza de la red que garanticen una operación segura y estable del SEN en aquellas zonas más afectadas por la disminución de los niveles de corto circuito, producto del proceso de descarbonización acelerada y los altos niveles de penetración de generación renovable variable basada en inversores seguidores de red. Estos requerimientos (<u>que están siendo verificados mediante las correspondientes simulaciones dinámicas</u>) (lo subrayado es de nuestra autoría).</p> <p>Dado que el estudio no se encuentra terminado, aún no ha sido compartido con las empresas Coordinadas (artículo 26 del Reglamento de SSCC), se debe justificar la razón de que se use como insumo para determinar con certeza niveles de servicios que serán licitados.</p>	<p>A la fecha de emisión del ISSCC2023 se contaba con un diagnóstico y una propuesta concreta asociada a la infraestructura que permitiría cumplir con los niveles de cortocircuito en la zona norte del SEN. En efecto los documentos utilizados son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Estudio DlgSILENT realizado el año 2021, el cual puede ser descargado de https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-inercia-y-cortocircuito/estudios-2025-2030-digsilent-power-factory/ - Propuesta de Expansión del Coordinador, el cual puede ser descargado de https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2022/propuesta-2022/informe-2022/ <p>Para efectos de dimensionar y ubicar los requerimientos de manera óptima se encargó un estudio que en su primera parte permitió establecer un requerimiento que en términos agregados es consistentes con los análisis que ya fueron publicados y difundidos por el Coordinador y en que sólo se modifican los nodos elegibles y los montos necesarios dada esa distribución.</p> <p>Con la emisión del informe final se presentarán los antecedentes que dan origen a esta propuesta y su justificación metodológica.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador																																								
34	PRIME ENERGÍA	Anexo C		<p>Se debe aclarar o corregir los valores indicados para Inercia (GVAs) Tabla C-1.</p> <p><small>Tabla C-1: Descripción cuantitativa del escenario utilizado para la optimización de la compensación sincrónica para subir el índice de fortaleza de red sobre un umbral mínimo</small></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th> <th>Escenario 2511 (MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total</td> <td>11866</td> </tr> <tr> <td>Térmica</td> <td>495</td> </tr> <tr> <td>Hidro</td> <td>4138</td> </tr> <tr> <td>PV</td> <td>5466</td> </tr> <tr> <td>CSP</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Eólica</td> <td>1767</td> </tr> <tr> <td>Estática (%)</td> <td>60.8</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>22.5</td> </tr> <tr> <td>Inercia (GVAs)</td> <td>0.1</td> </tr> <tr> <td>Norte Grande</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Atacama</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Coquimbo</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Norte - Centro</td> <td>1868</td> </tr> <tr> <td>Centro - Sur</td> <td>853</td> </tr> <tr> <td>Parinas - Cumbre 500 kV</td> <td>600</td> </tr> <tr> <td>Nva. P. de Azúcar - Polpaico 500 kV</td> <td>1624</td> </tr> <tr> <td>Norte Grande</td> <td>3602</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td>3602</td> </tr> <tr> <td>Demanda</td> <td>3085</td> </tr> </tbody> </table>	Parámetro	Escenario 2511 (MW)	Total	11866	Térmica	495	Hidro	4138	PV	5466	CSP	0	Eólica	1767	Estática (%)	60.8	Total	22.5	Inercia (GVAs)	0.1	Norte Grande	0	Atacama	0	Coquimbo	0	Norte - Centro	1868	Centro - Sur	853	Parinas - Cumbre 500 kV	600	Nva. P. de Azúcar - Polpaico 500 kV	1624	Norte Grande	3602	Generación	3602	Demanda	3085	<p>Estos valores son correctos y forman parte de los supuestos del estudio que será publicado.</p> <p>Para evitar confusiones se aclara que en el ítem "Total" corresponde a la suma de las inercias de todo el sistema y no solo de las zonas que aparecen ahí. La especificación de las inercias en las zonas detalladas en la tabla (Norte Grande, Atacama y Coquimbo) se debe a que son las analizadas en cuanto a su fortaleza. Los valores bajos de inercia fueron tomados como criterio conservador para el dimensionamiento del equipamiento sin tener que depender de un despacho particular para cumplir con los criterios de seguridad.</p>
Parámetro	Escenario 2511 (MW)																																												
Total	11866																																												
Térmica	495																																												
Hidro	4138																																												
PV	5466																																												
CSP	0																																												
Eólica	1767																																												
Estática (%)	60.8																																												
Total	22.5																																												
Inercia (GVAs)	0.1																																												
Norte Grande	0																																												
Atacama	0																																												
Coquimbo	0																																												
Norte - Centro	1868																																												
Centro - Sur	853																																												
Parinas - Cumbre 500 kV	600																																												
Nva. P. de Azúcar - Polpaico 500 kV	1624																																												
Norte Grande	3602																																												
Generación	3602																																												
Demanda	3085																																												
35	PRIME ENERGÍA	Anexo D		<p>Es relevante para entender la evaluación económica presentada, que se disponga de los detalles que dan como resultado los costos de operación, de inversión, de mantenimiento y los escenarios evaluados con y sin proyectos. Se solicita enviar toda la información de soporte de la evaluación, que permita identificar las diferencias entre los escenarios con y sin proyecto.</p> <p>Adicionalmente, se observa que sólo se ha considerado la opción de condensadores síncronos para mejorar la fortaleza de red, por lo que se requiere la justificación del motivo por el cual no se consideran otras opciones como son, por ejemplo, modificar o adaptar máquinas rotatorias existentes, que puedan dar esos mismos servicios en horarios en que no se contempla su despacho por orden de mérito.</p>	<p>La evaluación económica se basa en comparar los costos operacionales del sistema para el horizonte 2022-2050, tanto para el caso sin proyecto como con proyecto, los cuales difieren a partir del segundo semestre del año 2025, año en el cual se espera que entre en servicio la nueva infraestructura a licitar.</p> <p>La simulación es desarrollada en el software PLP, utilizando los modelos empleados para la propuesta de expansión de la transmisión 2022, donde el escenario C de dicha propuesta es el caso utilizado como base, debido a que considera un parque renovable futuro mixto entre generación eólica y solar, además de considerar la salida de las centrales a carbón al año 2030.</p> <p>La representación de los condensadores síncronos en el modelo se realiza considerando que en el caso base, se requiere que el norte del país cuente con un conjunto mínimo de centrales que permitan operar el sistema de forma segura y sin poner en</p>																																								

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
					<p>riesgo el abastecimiento de la demanda. Lo anterior no es requerido si se incluyen elementos que permiten mejorar los índices de fortaleza de la red (Equivalent Short Circuit Ratio - ESCR) al nivel recomendado de 1,5. Cabe indicar que este supuesto es conservador y no garantiza el nivel mínimo recomendado de ESCR, por lo que de todos modos se requeriría despachar más centrales síncronas en el norte o reducir considerablemente el despacho de centrales en base de inversores seguidores de red.</p> <p>La simulación en el software PLP emula el efecto de mejorar la fortaleza de la red sin perjuicio de la tecnología que se utilice, por lo tanto, la reducción de los costos de operación y falla es equivalente para cualquier solución que permita fortalecer la red. En cuanto al valor de inversión empleado en la evaluación económica, se considera el asociado a la solución de condensadores síncronos, como solución estándar, debido a que es una alternativa técnica probada y además, se cuenta con antecedentes para la estimación adecuada de sus costos de inversión y operación.</p> <p>Se debe tener en cuenta que en los estudios realizados por el Coordinador, se analizan tecnologías que permiten mejorar la fortaleza de la red para garantizar la operación segura de la red para todos los Coordinados, siendo el Condensador Síncrono, ya sea nuevo o a partir de la reconversión de unidades existentes, la tecnología que puede ser incorporada en tiempo y forma para afrontar los problemas identificados.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
					<p>La simulación se puede replicar utilizando la base PLP para el escenario C que se encuentra en el siguiente enlace https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2022/propuesta-2022/bases-de-datos-propuesta-2022/, modificando los archivos de mantenimiento de centrales que representan los casos con y sin proyecto (https://cdec365-my.sharepoint.com/:f/g/personal/rodrigo_torres_coordinadorelectrico_cl/Er54xd0XDWV0oADxdJi7A5MBGRsOgKUUMdeRvtqdSHT8Wg?e=cEZqgt)</p>
36	Collahuasi	1		<p>En la sección se indica: “En relación con la prestación del Servicio Complementario de CRF, se determinó que este recurso no es requerido durante el año 2023, toda vez que los recursos actuales que tiene el SEN para cumplir con el objetivo del Control de Frecuencia son suficientes durante el horizonte de aplicación de este estudio, esto es el año 2023.”</p> <p>Se solicita: a.) Considerar que de acuerdo a IEEE Std 2800, publicado el 2022, la generación basada en inversores tiene capacidad de control rápido de frecuencia por defecto, por lo tanto, dado que los inversores cuentan con dicha capacidad, se solicita revisar las consideraciones del Coordinador y verificar la forma de utilizarla.</p> <p>Nota: El IEEE Std 2800 indica: “All IBR plant shall have fast frequency response (FFR) capability for under-frequency conditions, with exceptions specified by the TS operator in coordination with the load balancing entity. The criteria that the TS operator and the load balancing entity may use when specifying the FFR capability for an IBR plant</p>	<p>Para determinar los requerimientos de CPF/CRF no se han contemplado como participantes las plantas de generación del tipo IBR, esto pues se emplearon solamente las unidades verificadas conforme a lo señalado en la versión de diciembre 2021 del Informe de SSCC, las que corresponden a generación convencional (https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/isscc/ano-2022/informe-de-sscc-2022-diciembre/version-definitiva-diciembre-2021/).</p> <p>No obstante, reconociendo el aporte que pueden efectuar las plantas de generación del tipo IBR en el CPF, en las versiones del Estudio Control de Frecuencia (ECFyDR) 2021, fueron desarrollados análisis para detectar su aporte y su efecto en la operación del SEN (ver Estudio en la siguiente ruta: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/2021-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/).</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>may not be a technical minimum requirement to meet this standard include: [mechanical or chemical] performance constraints in the IBR plant's energy resource response and other technical limitations as specified by the IBR owner. The IBR plant may also have FFR capability for over-frequency conditions as specified by the TS operator and the load balancing entity, and mutually agreed to by the IBR owner.” b.) Si el Coordinador percibe restricciones a la utilización de la capacidad de generación basada en inversores para contribuir al control rápido de frecuencia, se solicita enumerar las restricciones percibidas.</p>	<p>Sin embargo, hay que tener en cuenta posibles problemas de fortaleza de la red. En la versión 2022 del Estudio Control de Frecuencia (ECFyDR2022) parte 1, se actualizó el banco de pruebas y, en la medida que se encuentren verificadas y participen en el CPF, serán contempladas en los análisis.</p> <p>Finalmente, cabe señalar que son los posibles prestadores los que deben evaluar la conveniencia de verificarse para participar en el CPF/CRF o no. En la medida que se verifiquen el Coordinador analizará como considerarlos en los análisis.</p>
37	Collahuasi	1		<p>En la sección se indica: “el requerimiento para el servicio de Cargas Interrumpibles para el año 2023 se mantendrá conforme a lo determinado en el ISSCC2022 vigente y será eventualmente actualizado una vez que se cuente con un Estudio de Seguridad que incorpore información respecto del pronóstico de deshielo para la temporada 2022/2023, de modo que sobre esa base revisar el análisis de Suficiencia realizado por el Coordinador conforme a los lineamientos metodológicos contenidos en la NT SSCC, lo que se estima se realizará durante el último trimestre de 2022.”</p> <p>El 4 de marzo de 2022 Collahuasi emitió observaciones al a la actualización del Informe de Servicios Complementarios 2022. Entre las observaciones que se indicaron en dicha oportunidad, se encontraban las adjuntas a continuación. Se sugiere considerar los mismos aspectos en esta oportunidad.</p> <p>Observación 1 Definición del Servicio de Cargas Interrumpibles La CNE definió el servicio de cargas interrumpibles como parte de la categoría de los servicios de control de frecuencia a finales del año 2018 (Re CNE 801 de 18 de dic 2018 que</p>	<p>Observación 1: El servicio de CI se activará siguiendo criterios consistentes con el agotamiento de las reservas de control terciario por subfrecuencia y la disponibilidad de generación para hacer frente a los incrementos de la demanda neta del sistema durante el periodo de control, por lo tanto, si será tratado como un servicio que presta un control de frecuencia. Por otra parte, la metodología para la activación del servicio de cargas interrumpibles quedará establecida en el documento de Reglas de Operación que actualizará el Coordinador para la aplicación de este servicio.</p> <p>Observación 2: La identificación del requerimiento de Carga Interrumpible (CI) así como la determinación del monto del requerimiento se ajusta a lo establecido en la Res. Exta N°442 de la CNE, en la que se define, entre otros, el SC de CI y a lo establecido en la NT SSCC (artículo 3-30), en el que se indica que</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>aprueba el informe de definición de servicios complementarios a que se refiere el artículo 72-7 de la LGSE). Posteriormente se introdujeron algunas precisiones el 2019 mediante la Re CNE 827 de diciembre de 2019. Las definiciones se han mantenido el 2020 en la Re CNE 442 de noviembre de 2020 que modificó y reemplazó el Informe de Definición de SSCC.</p> <p>En la Re CNE 442 se define la categoría de servicio de control de frecuencia, donde se inserta el servicio de cargas interrumpibles, como: “Los servicios de Control de Frecuencia corresponden a aquellos servicios que permiten mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema eléctrico, y, por lo tanto, la frecuencia de éste, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.”</p> <p>Bajo este contexto, la Re CNE 442 de noviembre de 2020 define el servicio de cargas interrumpibles como:</p> <p>“Se entenderá por Cargas Interrumpibles a la reducción de demanda neta del Usuario Final, medida desde el punto de conexión de éstos al sistema eléctrico, bajo instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros.</p> <p>El Tiempo Total de Activación será de 30 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, y el mínimo Tiempo de Entrega será de 2 [h].”</p> <p>La definición tiene ciertas ambigüedades, no obstante, se sugiere interpretarla dentro del contexto en el cual está inserta, esto es, dentro de las funcionalidades asignadas a la categoría del servicio de control de frecuencia, el cual también se tiene que interpretar dentro del contexto establecido en la norma técnica.</p> <p>Cuando se inserta la definición del SSCC de Cargas Interrumpibles dentro de la categoría en que está inserta, y se</p>	<p>el Coordinador deberá realizar análisis de seguridad de abastecimiento probabilístico, determinando entre otros indicadores la probabilidad de pérdida de carga. Conforme a lo anterior, la metodología aplicada por el coordinador para determinar el requerimiento de carga interrumpible se ajusta a la normativa aplicable.</p> <p>Con respecto a lo mencionado como intersección entre desafíos de suficiencia y desafíos de SSCC, la activación del SC de CI seguirá criterios consistentes con el agotamiento de las reservas de control terciario por subfrecuencia y la disponibilidad de generación para hacer frente a los incrementos de la demanda neta del sistema durante el periodo de control, por lo que si habrá priorización en la activación del CTF+ y por lo tanto el servicio de Carga Interrumpible sí corresponde a un servicio de control de frecuencia el cual amplía las posibilidades que tiene el CDC para controlar esta variable. La metodología para la activación del servicio quedará establecida en el documento de Reglas de Operación que actualizará el Coordinador para la aplicación de las Cargas Interrumpibles.</p> <p>Finalmente, en la sección 4.1.5 de Informe de Servicios complementarios se indica “El número total máximo de activaciones a considerar en el periodo es de 15 para cada prestador y sólo se puede solicitar una activación por día para cada uno de ellos”.</p> <p>Con respecto al tiempo de prestación de servicio (máximo y mínimo) este quedará establecido en las bases de la licitación que confeccionará el Coordinador.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>relaciona con los requerimientos de la NTSyCS, se puede inferir que funcionalmente el servicio de cargas interrumpibles (CI) es un apoyo o alternativa (que se intersecta funcionalmente) con el servicio de control terciario de frecuencia</p> <p>La intersección funcional entre el servicio de cargas interrumpibles y control terciario de frecuencia no es completa dado que el servicio de cargas interrumpibles debe activarse y entregar el 100% de lo comprometido en un tiempo de 30 minutos y su tiempo mínimo de entrega es 2 horas; mientras que el servicio de control terciario de frecuencia debe activarse en un tiempo máximo de 15 minutos y su tiempo máximo de entrega es 1 hora.</p> <p>Finalmente, dada la intersección funcional existente entre el servicio de CTF y cargas interrumpibles (que no es completa), no queda claro cómo el Coordinador resolverá la tensión entre disponibilidad de ambos, dado que por tratarse de un servicio de seguridad, por activación se debería preferir el servicio de CTF. Lo que se debería hacer para facilitar las adjudicaciones y activaciones es hacer que ambos servicios sean funcionalmente equivalentes.</p> <p>Observación 2</p> <p>Cuantificación del servicio de cargas interrumpibles</p> <p>El Coordinador utilizó una metodología basada en el LOLP para determinar la magnitud del servicio de cargas interrumpibles. Si bien se utiliza una metodología basada en objetivos de LOLP para determinar la magnitud del servicio de cargas interrumpibles, ello no es estrictamente necesario porque se trata de un servicio alternativo al control terciario de frecuencia. Por lo demás, en la NT vigente no se tienen objetivos de LOLP. En la Sección 5.1.4 el Coordinador indica:</p> <p>“En base a los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas en el Estudio de seguridad de abastecimiento para el periodo diciembre 2021 a noviembre 2022, publicado en</p>	<p>Por otra parte, indicar que algunas de las interrogantes aquí planteadas, fueron abordadas en las bases de licitación de CI asociadas al proceso del año 2022.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>diciembre de 2021, en donde se indicó que en cuatro de los nueve escenarios estudiados en dicho informe se observaría un posible déficit de suministro de energía en el sistema eléctrico nacional, los que se concentrarían entre los meses de junio y agosto de 2022, se obtuvieron los despachos críticos a partir del escenario base asociados a cada uno de estos meses...”</p> <p>Si bien hay un desafío de estrechez (suficiencia) percibido, debería evitarse la intersección entre desafíos de suficiencia y desafíos de SSCC de regulación de frecuencia, teniendo en consideración que el servicio de cargas interrumpibles está dentro de la categoría de servicios de regulación de frecuencia (Un tema a nuestro juicio más crítico que se produce por la situación de estrechez es la pérdida de capacidad de regulación de frecuencia por falta de disponibilidad de agua en embalses. El hecho que los embalses estén en agotamiento o con requerimientos particulares de control de cota por objetivos socio-ambientales, limita la disponibilidad (oferta) de generadores que pueden controlar frecuencia y este tema no es abordado por el Coordinador apropiadamente en la sección de análisis de condiciones de competencia en la provisión de SSCC.</p> <p>Adicionalmente, en la sección 5.1.4, se indica: “A partir de este resultado se define que el monto requerido por el sistema como carga interrumpible, para los meses de junio, julio y agosto y en el horario entre las 18:00 y las 22:00 horas es de 50 [MW].”</p> <p>El servicio de cargas interrumpibles podría ser en términos de magnitud equivalente al servicio de control terciario de frecuencia, pero la activación del servicio de control terciario de frecuencia en la operación real debería ser prioritaria en el servicio de control terciario de frecuencia porque este último, bajo la definición actual del servicio, tiene tiempos de entrega más exigentes.</p>	

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>Dado que en la definición del servicio de cargas interrumpibles se indica que el tiempo mínimo de aporte es 2 horas, para fines de lograr ofertas comparables y hacer comparables los servicios de CTF con el servicio de CI, se sugiere establecer un tiempo máximo de aporte, el cual no está definido. Lo anterior, también define los bordes para los clientes que quieran prestar el servicio.</p> <p>De hecho, la Re CNE 442 indica: “Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador deberá exigir el número máximo de veces que podrá ser requerido el servicio en el periodo en que se encuentre disponible y el tiempo entre activaciones durante el cual el servicio no podrá ser convocado, dicho tiempo no será contabilizado como indisponibilidad, para efectos de los pagos por disponibilidad, por tratarse de la definición misma del servicio.”</p> <p>Luego, el Coordinador no se ha pronunciado respecto de:</p> <ol style="list-style-type: none"> Número máximo de veces que podrá ser requerido el servicio en el periodo que se encuentre disponible El tiempo entre activaciones durante el cual el servicio no podrá ser convocado Tiempo máximo de aporte Definición del factor de desempeño 	
38	Collahuasi	1		<p>En la sección se indica: “el actual esquema de subastas para SSCC de CF se circunscriben a ofertas de costos de desgaste, sujetas a valores máximos y medidas de mitigación de corto plazo.”</p> <p>El 14 de junio del año 2021, Collahuasi observó el informe de SSCC 2022. Se planteó lo siguiente: Condiciones de competencia</p> <p>En el capítulo 5.2 se menciona “El precio máximo de reserva se define como el valor de desgaste estimado, el cual se establece de manera transitoria en la resolución [...]. Ello se justificaría en el entendido que, mientras más competidores oferten, mayor será el nivel de competencia, y en consecuencia</p>	<p>El nivel de participación en las subastas no es un factor determinante en la evaluación de las condiciones de competencia, pero sí lo es el efecto que pueda tener aquello en el mercado y la capacidad que tienen distintos actores de disciplinar un eventual abuso.</p> <p>A este respecto, cabe destacar que todas las unidades son incluidas en la co-optimización, independiente de si ofertaron o no, lo que sumado a los mecanismos de mitigación existentes y a que no se remuneran los costos de desgaste de las unidades adjudicadas por instrucción directa, la no</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>menor la necesidad de contar con precio máximo más restrictivo.”.</p> <p>De acuerdo con la información publicada sobre la adjudicación de las subastas, tras la puesta en marcha de lo establecido en la RE N° 442, se identifica que las subastas adjudicadas se han catalogado mayoritariamente como “parcialmente desiertas”, especialmente durante los meses de abril y mayo.</p> <p>En vista de la información disponible sobre el desarrollo del mecanismo de subastas, parece prudente considerar el nivel de participación en las subastas dentro de los factores a considerar en el análisis de competencia. Si en la práctica se tiene una baja participación, se agradece que el Coordinador fundamente de mejor manera por qué, ante las condiciones observadas, no es necesario mantener la medida de precio máximo.</p> <p>La definición de precios máximos es una condición determinada por el reglamento de SSCC. Adicionalmente, en las resoluciones que definieron los valores máximos para las ofertas de subasta de SSCC (Re CNE 443 del 23 de noviembre de 2020 y Re CNE 493 del 20 de diciembre de 2020), particularmente en los artículos transitorios, se indicó que el Coordinador debe desarrollar un estudio que determine los costos de desgaste representativos eficientes de las distintas tecnologías.</p> <p>Se sugiere que, al determinar el valor de desgaste, se determine si dicho valor representa o no una condición de doble pago respecto de las definiciones que se han realizado en relacionadas al CVNC de las unidades”</p> <p>El Coordinador respondió: “El nivel de participación en las subastas no es un factor determinante en la evaluación de las condiciones de competencia, pero sí lo es el efecto que pueda tener aquello en el mercado. Esto se aborda en la sección 5.4.4 del informe con la elaboración de “casos base”. Ahora bien, cabe destacar que,</p>	<p>participación en el mercado de los diferentes actores habilitados para la prestación del servicio complementario solo podría derivar en un escenario similar al de instrucción directa.</p> <p>Cabe destacar que la remuneración y adjudicación se realizan según lo dispuesto en las RE 442, 443 y 493 de 2020 de la CNE.</p> <p>Respecto del del desarrollo del Estudio de Desgaste, en la RE 352 de 2021, la CNE extendió el plazo de desarrollo hasta finales del año 2022, por lo que en la actualidad se encuentra desarrollando el proceso de licitación para su elaboración.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>en la práctica, dados los mecanismos de mitigación y el esquema de remuneración existente, los procesos parcialmente desiertos derivan en la inclusión de todas las unidades en la cooptimización y los costos de desgaste no son remunerados en el caso de las unidades adjudicadas por instrucción directa.</p> <p>Por último, para el cálculo del valor de desgaste, se aplicarán lineamientos metodológicos consistentes con la Norma Técnica de Costos Variables, actualmente en desarrollo, para evitar dobles pagos con el CVNC.</p> <p>La falta de revisión de los precios máximos tiene implicancias en los sobrecostos que se traspasan a clientes, y por lo tanto afectan la operación económica del sistema eléctrico.</p> <p>Se solicita:</p> <p>a.) Documentar los avances y resultados que ha tenido el Coordinador durante el periodo de 1 año en la determinación y actualización de valores de desgaste, y</p> <p>b.) Documentar las medidas que se han tomado para evitar dobles pagos entre el costo de desgaste que se ha definido y los CVNC que actualmente se reconocen a las centrales.</p>	
39	Collahuasi			<p>En la sección 1 se indica:</p> <p>“Cabe destacar que, según lo indicado en el Artículo Segundo Transitorio del Reglamento de SSCC, el Coordinador cuenta con un plazo de 3 años para verificar las capacidades para prestar SSCC de las instalaciones del sistema. Este plazo regirá a contar de la publicación del primer cronograma del Proceso de Verificación definitivo al que se refieren los Artículo 6-5 a Artículo 6-7 de la NTSSCC, publicado el 18 de febrero de 2021, según la Resolución Exenta CNE N°145 de 2020.</p> <p>Finalmente, cabe destacar que este Informe ha sido confeccionado considerando la normativa vigente. Dado lo anterior y según lo indicado en el Artículo 2-8 de la NTSSCC, este Informe podrá ser revisado y actualizado considerando los</p>	Consideraremos su solicitud a efectos de mejorar la reportabilidad del estado de avance y revisiones futuras del calendario de verificación.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>nuevos antecedentes que puedan modificar los requerimientos de cuantía de los recursos técnicos contenidos en el presente informe.”</p> <p>En el Anexo 2022.06.08 Control de Frecuencia, hoja CPF se indica para una cantidad importante de unidades: “Unidad será considerada para el Servicio Complementario de CF - CPF una vez sea Verificada.”</p> <p>En el mismo documento, se indica en la hoja CPF-BESS, para todos los equipos BESS: “Unidad será considera para el Servicio Complementario de CF - CPF una vez verifique la calidad de señales enviadas por su equipo registrador.”</p> <p>En el Anexo 2022.06.08 Control de Tensión, hoja Generadoras se indica para una cantidad importante de unidades: “Unidad será considerada para el Servicio Complementario de CT una vez sea Verificada”.</p> <p>Los aspectos pendientes tienen una implicancia en la operación económica y segura del sistema. Es importante agilizar los aspectos pendientes para contar con mayores recursos en la provisión de SSCC. Dado lo anterior, se solicita:</p> <p>a.) Indicar las medidas que se tomarán para verificar oportunamente la provisión de SSCC de las unidades que se indican en los anexos de ISSCC.</p> <p>b.) Segmentar las medidas en periodos trimestrales para un accountability más granular.</p>	
40	Collahuasi	4.2, 7.2		<p>En la sección 4.2, Para parques eólicos y fotovoltaicos se indica:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Control dinámico: Esta prestación corresponde a la actuación del regulador de tensión de un parque eólico o solar sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva, para contribuir a mantener la tensión de operación en los niveles admisibles establecidos en la 	Ver respuestas entregadas a las observaciones emitidas al Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>NTSyCS, tanto en régimen permanente como ante contingencias, de acuerdo con la consigna de tensión previamente establecida por el Coordinador y conforme a lo establecido en los artículos 3-8 y 3-9 de la NTSyCS vigente. Preliminarmente se ha determinado que este tipo de control se diferenciará en uno de tipo <i>rápido</i> y otro <i>lento</i>, diferenciándose en cuanto a su tiempo de respuesta, que en el primer caso no podrá ser superior a 1[s], mientras que para el lento no podrá exceder los 20 [s]. Será el Coordinador por medio del presente Informe quién definirá si se requiere que alguna instalación preste este tipo de servicio. En los casos que esta acción sea requerida en ausencia del recurso primario, el costo asociado al consumo de energía incurrido será compensado en el proceso de remuneraciones de los SSCC.</p> <p>Adicionalmente, en la sección 7.2, se indica: “Por otra parte, en el caso de los parque eólicos y fotovoltaicos, se considerará como recurso disponible para Control de Tensión la curva PQ definida en el Art. 3-9 de la NTSyCS, considerando un control de tipo estático (inyección/absorción de reactivos), salvo en los casos que se requiera específicamente un control dinámico de tensión.”</p> <p>Collahuasi emitió diversos comentarios al Estudio Control de Tensión y Req. Potencia Reactiva que estaban en línea con considerar la generación renovable en el control dinámico de tensión.</p> <p>En vista de los antecedentes indicados, se solicita:</p> <p>a) Documentar qué aspectos están restringiendo al Coordinador para considerar a la generación solar y eólica en el control dinámico de tensión.</p>	

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>b) Priorizar las tareas para liberar las restricciones conocidas (indicadas anteriormente) e informar avances en periodos trimestrales para un accountability más granular.</p> <p>c) Definir el impacto que tendría considerar la generación renovable en el control dinámico de tensión según los aspectos revisados en el Estudio Control de Tensión y Req. Potencia Reactiva.</p>	
41	Collahuasi	5.2		<p>Se indica: “Finalmente, considerando los diversos análisis realizados por el Coordinador¹⁵, que identificaron un déficit de aportes al corto circuito trifásico (disminución de fortaleza de la red) en la zona norte del SEN tan pronto como en el año 2023 o 2024, se encargó un estudio de <i>Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional</i>¹⁶ al Consultor DlgSILENT GmbH. Los principales resultados de dicho estudio, complementado con análisis de sensibilidad propios, se resumen en el ANEXO C, y señalan que al menos a partir del año 2025 será necesario contar con nuevas instalaciones para la provisión de potencia de cortocircuito trifásico por barra. Lo anterior con el objetivo de mantener niveles mínimos de fortaleza de la red que garanticen una operación segura y estable del SEN en aquellas zonas más afectadas por la disminución de los niveles de corto circuito, producto del proceso de descarbonización acelerada y los altos niveles de penetración de generación renovable variable basada en inversores seguidores de red. Estos requerimientos (que están siendo verificados mediante las correspondientes simulaciones dinámicas) se presentan a continuación” La nota al pie 16 indica: “Estudio realizado por consultor DlgSILENT GmbH se encuentra en su etapa final de desarrollo, y será publicado una vez finalizado”. Dado que los aspectos específicos sobre esta materia no pueden ser observados en este informe porque la información necesaria, como se indica, no está completa; se solicita:</p>	<p>A la fecha de emisión del ISSCC2023 se contaba con un diagnóstico y una propuesta concreta asociada a la infraestructura que permitiría cumplir con los niveles de cortocircuito en la zona norte del SEN. En efecto los documentos utilizados son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Estudio DlgSILENT realizado el año 2021, el cual puede ser descargado de https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-inercia-y-cortocircuito/estudios-2025-2030-digsilent-power-factory/ - Propuesta de Expansión del Coordinador, el cual puede ser descargado de https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2022/propuesta-2022/informe-2022/ <p>Para efectos de dimensionar y ubicar los requerimientos de manera óptima se encargó un estudio que en su primera parte permitió establecer un requerimiento que en términos agregados es consistentes con los análisis que ya fueron publicados y difundidos por el Coordinador y que sólo se modifican los nodos elegibles y los montos necesarios dada esa distribución.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				a.) Establecer una nueva instancia para observar los aspectos específicos respecto de fortaleza de red y déficit de corto circuitos una vez que el Coordinador finalice los estudios que menciona y los comunique a los coordinados.	Con la emisión del informe final se presentarán los antecedentes que dan origen a esta propuesta y su justificación metodológica.
42	Collahuasi	7.1.1		<p>Se indica: “Los aportes representativos de las unidades generadoras serán estimados en función de los modelos dinámicos que dispone el Coordinador, los cuales han sido entregados y aprobados en los periodos de puesta en servicio de las unidades y actualizados por las empresas en forma posterior a la ejecución de trabajos relevantes sobre las unidades.” En vista de los antecedentes, se solicita:</p> <p>a.) Proporcionar una tabla donde se indique, para cada unidad, la fecha de aprobación del modelo dinámico y la fecha de la última actualización.</p> <p>b.) Indicar, para cada unidad (si a juicio del Coordinador) sería relevante verificar la validez del modelo.</p> <p>c.) Dado que el Coordinador maneja en sus distintos estudios distintas bases de datos de DigSilent, indicar en qué base de datos se encuentran los modelos dinámicos homologados de las unidades más actualizados.</p>	<p>a) La información indicada ya se encuentra disponible en Infotécnica. Adicionalmente se encuentra disponible en la BD oficial del SEN, para los modelos compuestos en cada pestaña de “descripción”, referencias a la fecha de implementación del modelo y a los informes de homologación cuyos archivos también se encuentran disponibles en Infotécnica (https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/)</p> <p>b) No se ha detectado, de momento, razones para la verificación particular de modelos.</p> <p>c) La versión más actualizada se encuentra disponible en la página web del Coordinador (https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/)</p>
43	Collahuasi	7.2		<p>Se indica: “Por otra parte, en el ANEXO C del presente informe se presenta el resumen del estudio que justifica los requerimientos de capacidad y la ubicación de la infraestructura para aumentar la potencia de cortocircuito en los nodos presentados en el numeral 5.1.4, para el año 2025. Se considerará que esta potencia de cortocircuito podrá ser provista con recursos adicionales a partir de equipos como condensadores sincrónicos u otras tecnologías que cumplan con los requerimientos técnicos.” En vista de los antecedentes presentados, se solicita:</p>	El uso del indicador ESCR busca caracterizar un atributo que es entregado de manera inherente por la generación convencional sincrónica mediante el voltaje interno inducido en sus enrollados y que es independiente del voltaje de la red. Es esta capacidad inherente la que permite a estos equipos controlar y amortiguar las oscilaciones de tensión de la red y, en consecuencia, aportar a la fortaleza de la red. Esta capacidad de tener o generar una fuente de tensión interna o propia es precisamente lo que no tienen los equipos seguidores de la red convencionales (GFL), los que dependen para su

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>a.) Clarificar cómo cambian los requerimientos proyectados de condensadores síncronos si se considera el aporte que podría hacer a la fortaleza de red la generación renovable (solar y eólica) instalada y por instalarse de acuerdo a los requerimientos establecidos en el Artículo 3-8 de la Norma Técnica.</p>	<p>funcionamiento y correcta sincronización a la red de la tensión externa de la red a la que están conectados. Es por esta razón que en esa caracterización no se considera a la capacidad de cortocircuito de generación ERV del tipo IBR seguidores de red (o Grid Following convencionales o GFL).</p> <p>Lo anterior está en línea con lo señalado en la literatura internacional atinente y con las prácticas de otros operadores de la red como el AEMO.</p> <p>No obstante lo anterior, pueden existir otras tecnologías nuevas como los inversores formadores de red (Grid Forming o GFM) que sí pueden contribuir a la fortaleza de la red, dado que tienen la capacidad de generar su propia fuente de voltaje.</p>
44	Collahuasi	9.4.1		<p>Respecto del Plan de Recuperación de Servicio en la zona de Iquique, actualmente el activo que tiene capacidad de partida autónoma en la zona es la TGTAR, que es parte importante para las acciones de recuperación de servicio en la zona. En este contexto, Enel recientemente ingresó el proyecto "Cierre Central Termoeléctrica Tarapacá y su Vertedero de Cenizas," el cual, según se indica en página 1-11:</p> <p><i>"cabe hacer notar que la CT Tarapacá posee una unidad generadora diésel de 24 MW (denominada también como "Turbina a Gas" o "TG"), la cual posee autorización de funcionamiento hasta el año 2028.</i></p> <p><i>La definición del presente proyecto Fase de Cierre CT Tarapacá incluye el desmantelamiento y/o demolición de la TG y de su equipamiento relacionado, no obstante se considera su funcionamiento hasta el año 2028, por lo tanto, en la presente DIA se incluye la distinción del equipamiento asociado a la generación de energía proveniente de la TG, y los plazos que involucran el desmantelamiento y/o demolición de aquellas</i></p>	<p>La cuantificación de recursos (existentes, proyectos y retiros) asociado al PRS se encuentra contemplado en el Estudio de Plan de Recuperación de Servicio que se realiza anualmente por el Coordinador.</p> <p>Se contemplará en futuras revisiones estos requerimientos.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p><i>edificaciones y equipamiento relacionados con su operación, hasta el fin de su vida útil</i>.</p> <p>https://seia.sea.gob.cl/archivos/2022/03/31/DIA_Cierre_Central_Termoelectrica_Tarapaca_y_su_Vertedero_de_Cenizas_completa.pdf</p> <p>Un aspecto del que no se hace cargo el "plan de descarbonización" tiene relación a su afectación al plan de recuperación de servicio. En el caso de la zona de Iquique es particularmente importante porque el único activo que se considera en dicho plan se retira.</p> <p>En vista de los antecedentes presentados, se solicita:</p> <p>a.) Analizar la necesidad de contar con nuevos activos para la recuperación de servicio en la zona.</p>	
45	Collahuasi	Anexo A		Respecto al Anexo A - Avances en Control Dinámico de Tensión en centrales ERV, se solicita complementar el análisis con el estándar IEEE 2800.	<p>En efecto, tenemos conocimiento de este estándar recientemente publicado y será analizado en orden conocer y recomendar las mejores prácticas internacionales.</p> <p>Las consideraciones de este estándar serán realmente útiles cuando efectivamente las plantas ERV implementen en la realidad todos los avances relacionados al control dinámico de tensión.</p>
46	Collahuasi	Anexo C		<p>El escenario 25T1 considera una generación hidroeléctrica de 4138 MW. En condiciones secas, durante el verano, se sugiere considerar que la generación hidroeléctrica no superaría los 1700 MW durante el día.</p> <p>Al respecto, se solicita:</p> <p>a.) considerar el un escenario operacional con generación hidroeléctrica de 1700 MW en periodos de día durante el verano, y si esto modifica las conclusiones.</p>	<p>En orden de dimensionar los atributos de control de tensión relacionados con la fortaleza de la red, es necesario considerar aquellos escenarios más exigentes en las zonas del SEN donde se proyecta que la potencia de cortocircuito sincrónico será menor y que pueda propiciar riesgos de operación asociados a las ERV basadas en inversores.</p> <p>Estas zonas corresponden al Norte Grande y Norte Chico, donde al año 2025 debe considerarse un escenario de alta penetración ERV y mínima</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
					<p>generación sincrónica despachada. Es por ello que el escenario 2025 considera que la generación sincrónica del SEN se ubica mayoritariamente en la zona centro-sur del SEN, donde predomina la generación hidroeléctrica. Considerar un escenario de baja generación sincrónica hidroeléctrica, como sugiere la observación, significa que necesariamente deberá incrementarse la generación sincrónica en el Norte, lo que naturalmente no constituye el peor escenario desde el punto de vista de la fortaleza de la red en la zona Norte y por tanto no modificará los requerimientos calculados.</p>
47	Collahuasi	Anexo C		<p>Se indica: “En primer lugar, en este escenario y sin ninguna clase de compensación sincrónica, se calcularon los índices de fortaleza de red (ESCR, usando la potencia nominal de cada parque) en los puntos de interconexión de las centrales ERV de la zona norte del sistema (nodos monitoreados) y se encontró que la mayor parte de ellos estaban bajo 1, especialmente en torno a 0.4. Estos valores de ESCR se consideran excesivamente bajos y representa un riesgo para la operación estable de las ERV y de la zona norte del SEN. Como mínimo, el valor de ESCR adoptado de manera conservadora y siguiendo el estándar internacional debe ser igual o mayor a 1.5.”</p> <p>Se agradece indicar:</p> <p>a.) si el Coordinador en su estudio consideró el aporte de los parques fotovoltaicos y eólicos en el cálculo de corto circuito de acuerdo a los requerimientos establecidos en el Artículo 3-8 de la Norma Técnica.</p> <p>b.) En caso que no se haya considerado la potencia de corto circuito de parques eólicos y solares, se solicita generar un nuevo escenario donde ello sí sea considerado para establecer</p>	<p>El uso de indicador ESCR busca caracterizar la falta de un atributo que es entregado de manera natural por la generación convencional. Es por esta razón que en esa caracterización no se considere la capacidad de cortocircuito de IBR seguidores de red, que, si bien tienen capacidad de cortocircuito, no poseen la capacidad de auto entregarse una señal de tensión estable (tienen un comportamiento equivalente a una fuente de corriente) y en consecuencia no se debe considerar para caracterizar la capacidad del atributo como un aporte al numerador del índice ESCR.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				cómo cambia la sugerencia de requerimientos de condensadores síncronos que se ha realizado.	
48	Collahuasi	Anexo D		<p>Se realiza una Evaluación Económica del Proyecto de Mejora de Fortaleza de la Red en el Sistema de Transmisión Nacional. En vista de los resultados presentados, se solicita:</p> <p>a.) Explicitar los requerimientos de flexibilidad y requerimientos operacionales de centrales termoeléctricas (carbón y gas) que hacen posible la operación en las condiciones proyectadas y, por consiguiente, la evaluación económica que presenta el Coordinado (las flexibilidades proyectadas no se observan en la operación real)</p> <p>b.) En caso que los requerimientos de flexibilidad y requerimientos operacionales que ha supuesto el Coordinador no estén disponibles actualmente en las plantas termoeléctricas que estarán en operación en el periodo evaluado, se solicita explicitar qué medidas específicas tomará el Coordinador para garantizar que la operación flexible confiable de las unidades estará disponible de manera eficaz y oportuna.</p> <p>c.) En caso que el Coordinador considere que la operación flexible y confiable de unidades termoeléctricas no estará disponible oportunamente de una manera similar a la evaluada en la simulación, se solicita revisar la evaluación considerando las inflexibilidades que percibe el Coordinador deben ser consideradas en el contexto operacional proyectado.</p>	<p>Los análisis de la pertinencia de la tecnología condensadores sincrónicos que resultaron ser la referencia para este tipo de soluciones, se detallan en el anexo C del informe.</p> <p>En los estudios realizados por el Coordinador, se analizan tecnologías que permiten mejorar el atributo de la fortaleza de la red para garantizar la operación segura de la red para todos los Coordinados.</p> <p>Para validar económicamente el resultado de la solución se utilizó el software de coordinación hidrotérmica PLP, empleado para evaluar las propuestas de expansión de la transmisión que emite anualmente el Coordinador. Si bien este software no permite modelar las restricciones de manera detallada, se aprovechó su potencialidad para determinar el efecto económico de estos equipos en la operación.</p>
49	AES Andes S.A.	5	5.2	<p>En relación con el proyecto de mejora de fortaleza de red, se identifica que las evaluaciones técnicas de requerimiento de nuevos servicios se vinculan a una tecnología específica (condensadores síncronos). Lo mismo con las evaluaciones económicas del proyecto indicada en el anexo D. Considerando lo señalado en el artículo 39 del DS N°113 (Reglamento de Servicios complementarios) el cual dispone que las eventuales licitaciones que se realicen no pueden ser</p>	<p>Los análisis de la pertinencia de la tecnología condensadores sincrónicos que resultaron ser la referencia para este tipo de soluciones, se detallan en el anexo C del informe.</p> <p>En los estudios realizados por el Coordinador, se analizan tecnologías que permiten mejorar el atributo de la fortaleza de la red para garantizar la</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				vinculadas a una determinada tecnología, se sugiere señalar explícitamente en este informe que los condensadores síncronos se utilizan solo como tecnología referencial, sin que esto impida participar a otras tecnologías en la licitación, en la medida que puedan prestar el mismo servicio solicitado y sin perjuicio que estas tecnologías puedan prestar servicios de distinta naturaleza, como el arbitraje de precios de energía en la medida que se resguarde la compatibilidad técnica de los distintos servicios.	operación segura de la red para todos los Coordinados. Lo planteado será considerado en las bases de licitación respectivas.
50	AES Andes S.A.	5	5.2	Se identifica en la Tabla 5.13 “Requerimientos de potencia de cortocircuito para la prestación del SC de Control de Tensión” requerimientos que varían entre 141 MVAR y 384 MVAR. Se sugiere señalar que estos montos corresponden a los máximos requerimientos identificados por barras, y que las respectivas licitaciones del servicio podrán considerar subbloques de ofertas menores a los montos señalados, de manera que se faciliten las condiciones de competencia.	Efectivamente los valores indicados corresponden a valores máximos.
51	AES Andes S.A.	5	5.2	Se identifica en la Tabla 5.13 “Requerimientos de potencia de cortocircuito para la prestación del SC de Control de Tensión” requerimientos de potencia de cortocircuito en barras específicas del sistema. Se solicita aclarar que las potenciales ofertas en la futura licitación podrán ser realizadas en otras barras.	Los aportes de cortocircuito en las barras correspondientes se determinarán conforme a las definiciones metodológicas que se establezcan en las bases de licitación y considerará los aportes que se puedan realizar en otros puntos de conexión de los recursos que se oferten.
52	AES Andes S.A.	Anexos G y H		La Central Térmica Laja cuenta con una Caldera y dos unidades, una de condensación y la segunda de contrapresión. Como es una Planta considerada de cogeneración, se presentan las siguientes condiciones por diseño y contrato con el cliente CMPC, que hacen poco seguro los SSCC por inestabilidad en la generación: <ul style="list-style-type: none"> • Sistema de alimentación de biomasa forestal básico con el cual producen variaciones en la generación. • Calidad de combustible irregular en cuanto a humedad y poder calorífico. 	Las características de funcionamiento de la Central justifican su retiro de los servicios de Control de Frecuencia. Sin embargo, se solicita el envío de mayores antecedentes que respalden el requerimiento de retirarla del Control de Tensión.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<ul style="list-style-type: none"> • Diseño del hogar simple con parrilla fija, que requiere retiro de escoria cada 4 horas, con variaciones en la generación de vapor de Caldera. • Consumo de vapor depende de Empresa CMPC, lo que produce variaciones en la generación de ambas unidades. Contrato de suministro de vapor. • Unidad N° 1 cuenta con regulador de velocidad mecánico y Unidad N° 2 depende del consumo de vapor del cliente CMPC Maderas. Debido a esto, solicitamos al Coordinador no considerar a la Central Térmica Laja dentro de la prestación de SSCC	
53	AES Andes S.A.	Anexo G		Se encuentra un error en la Potencia Máxima Bruta para la Unidad 2 de la central Norgener. El valor debería ser 140,6 MW. También, para la Unidad 1 y 2 de la misma central, se considera una Potencia Bruta Mínima de 55 MW, mientras debería ser 65 MW para la prestación de SSCC. Se solicita corregir.	El valor de Potencia Máxima Bruta vigente par a la TER Norgener U2 corresponde al establecido en la carta CDEC-SING N°0453/2016, que indica que indica un valor de 135,8 [MW]. Se corrigen los valores de Potencia Bruta Mínima a los establecidos en las unidades para la provisión de Control Primario de Frecuencia.
54	AES Andes S.A.	Anexo H		Se encuentra un error en la Potencia Máxima Bruta para la Central Norgener Unidad 2. El valor debería ser 140,6 MW. Se solicita corregir.	El valor de Potencia Máxima Bruta vigente par a la TER Norgener U2 corresponde al establecido en la carta CDEC-SING N°0453/2016, que indica que indica un valor de 135,8 [MW].
55	AES Andes S.A.	Anexos G		Se solicita retirar las componentes hidráulicas de las centrales de pasada Alfalfal (U1 y U2), Maitenes (U1, U2 y U3), Queltehues (U1, U2 y U3) y Volcán, de la prestación de Control de Frecuencia, debido a que no se puede modificar el caudal de manera intempestiva y en los tiempos que requiere el control de frecuencia, por la afectación del caudal a las comunidades aledañas.	Se solicita enviar mayores antecedentes a efectos de analizar la pertinencia de lo requerido de manera permanente.
56	AES Andes S.A.	Anexo G		Se solicita retirar las componentes hidráulicas de las centrales de pasada Alfalfal II (Unidad 1 y 2) y Las Lajas (Unidad 1 y 2) de la prestación de Control de Frecuencia, debido a que no se puede modificar el caudal de manera intempestiva y en los	Se solicita enviar mayores antecedentes a efectos de analizar la pertinencia de lo requerido de manera permanente.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				tiempos que requiere el control de frecuencia, por la afectación del caudal a las comunidades aledañas.	
57	AES Andes S.A.	Anexo G		Se solicita no requerir la verificación de control terciario de frecuencia para la central térmica Ventanas II, debido a la solicitud de cambio a “Estado de Reserva Estratégica” (ERE).	El sólo hecho de pasar a ERE no lo exime de la verificación de un SC como el CTF, que es manual y estando en servicio es eligible para aportarlo.
58	AES Andes S.A.	Anexo G		Se indica que la central Andes Solar IIA deberá ser verificada para el control primario de frecuencia. Este servicio no fue solicitado durante la etapa de proyecto, no así el CTF y CT, para los cuales ya se hicieron los ensayos de verificación. Se solicita corregir para retirar a la central de la prestación del servicio.	No se acoge requerimiento. El hecho de que una unidad no sea considerada en la prestación de un SC en la etapa de entrada del proyecto no implica que no sea requerida para prestarlo en el futuro y que deba verificarse.
59	Anglo American	4 y 6	4 y 6.5	Se solicita eliminar del presente ISSCC2023 el requerimiento de potencia de cortocircuito y consecuentemente el requerimiento de nueva infraestructura, asociada al recurso de potencia de cortocircuito, toda vez que el Coordinador no se ajustó a la reglamentación vigente al proponer este SSCC. Lo anterior se justifica, entre otras razones, porque (i) el Coordinador crea una nuevo SSCC o subcategoría de SSCC que no estaba contemplado en la Resolución de SSCC, y; (ii) no justifica, respalda o garantiza que respecto de esta categoría o subcategoría de SSCC, se hayan identificado los recursos técnicos disponibles en el sistema, se haya realizado de manera correcta el análisis de competencia para poder definir la forma de prestación, se haya evaluado correctamente la infraestructura que se debe instalar y su correspondiente calendarización, y se hayan analizado alternativas que permitan concluir que las recomendaciones del informe son la alternativa más económica para el sistema. En efecto, respecto del literal (i) es posible constatar que la Resolución de SSCC no define este nuevo SSCC definido por el Coordinador. De hecho, en la tabla “4.1 Categorías y	Es necesario precisar que el ISSCC2023 no crea un nuevo servicio complementario, así como tampoco una categoría ni subcategoría. En su lugar el Informe sólo da cuenta del servicio complementario de control de tensión que se encuentra definido de manera explícita en la Ley y el Reglamento SSCC, en consecuencia es parte integral de la Resolución SSCC de la CNE. En efecto, la Ley establece que son “ <i>Servicios Complementarios, al menos, el control de frecuencia, el <u>control de tensión</u> y el plan de recuperación de servicio, <u>tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias</u>”.</i> A continuación el Reglamento SSCC establece que los Servicios Complementarios “ <i>se prestarán a través de las instalaciones existentes o de <u>Nueva Infraestructura</u> del sistema eléctrico, mediante los recursos técnicos que éstas dispongan</i> ”.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>Subcategorías” (misma tabla de la Resolución de SSCC) se señala el SSCC de Control de Tensión, la Categoría de Control de Tensión, y la subcategoría de Control de Tensión, creando el servicio el Coordinador en el desarrollo del ISSCC2023.</p> <p>Por otro lado, en la sección 6.5 el Coordinador distingue que el Control de Tensión “está asociado, por un lado, al mantenimiento de las tensiones de operación en las barras del sistema, tanto en régimen permanente como ante la ocurrencia de una contingencia, y por otro al aporte de potencia de cortocircuito en barras”. Es decir, va más allá de lo señalado en la Resolución de SSCC, ya que esta señala solamente lo primero.</p> <p>A continuación de ello, realiza un análisis de competencia separado en dos sub-acápites:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 6.5.1 SC de Control de Tensión – Mantenimiento de Tensiones en barra. • 6.5.2 SC de Control de Tensión – Provisión de Potencia de Cortocircuito. <p>En el primero de ellos concluye que ya sea se subaste o licite el servicio, no existirían condiciones de competencia. En el segundo de ellos indica que existen condiciones de competencia para licitar el servicio. Con lo anterior, el Coordinador reconoce que ambos servicios son subcategorías del servicio de Control de Tensión. Incluso, la potencia de cortocircuito sería una categoría distinta de servicio complementario, ya que no solo se trata de mantener tensiones en los niveles deseados.</p> <p>Al respecto, el Coordinador no está habilitado a crear nuevos SSCC ni subcategorías de este, sino lo que procede es que solicite a la CNE incluirlo en la Resolución de SSCC, tal como lo establece el artículo 10 del DS113-217. Este paso es esencialmente importante, toda vez que este sería un cargo por nueva infraestructura por US\$ 737 millones (Anexo D del</p>	<p>Respecto del costo que puede llegar a significar esta Nueva Infraestructura, se destaca que este dato del informe es sólo referencial y no tiene el propósito de establecer un sesgo o inclinación por una u otra solución tecnológica en particular. El propósito de este recurso no es otro que el dotar al SEN de la capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva necesaria para el 2025 y que le permitirá contar con la habilidad para mantener y controlar la forma de onda de la tensión, durante el estado estacionario y luego de una falla.</p> <p>En relación con la determinación del valor de inversión, para estimarlo se realizó una solicitud de presupuesto a las principales empresas internacionales que suministran condensadores síncronos, la cual se complementó con los costos asociados a las ampliaciones requeridas para la conexión de éstos en subestaciones del sistema de transmisión (terreno para la instalación, línea para conexión a la subestación existente y adecuación de la subestación existente entre otros).</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, cabe consignar que valor correcto corresponde a US\$ 366 millones, valor que está en línea con el monto indicado en la tabla 6-3 del informe.</p> <p>En relación con los costos de operación, se utilizó el valor estándar y respecto de la tasa de actualización, esta corresponde a la tasa social de descuento (6%) según reglamento N°37 de mayo de 2019 emitido por el Ministerio de Energía.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>informe) que pagarán todos los clientes finales del sistema para un requerimiento de potencia de cortocircuito de 10.274 MVA para 2025, a lo cual se sumaría un monto similar de MVA para 2030. A este respecto cabe señalar que la Resolución de SSCC puede ser observada por cualquier interesado, mientras que el informe solo por los Coordinados.</p> <p>Respecto del literal (ii) El Coordinador no entregó toda la información ni realizó los análisis que permiten evaluar los requerimientos, la evaluación económica, la disponibilidad en el sistema, ni el análisis de la competencia. En particular:</p> <p>1. Evaluación Económica.</p> <p>El Coordinador no explicita todos los supuestos de la evaluación económica, ni entrega la planilla de evaluación de esta. Al respecto de hace notar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se señala que la inversión es de 737 MMUS\$, sin embargo, la Tabla D-3 considera la mitad de ese costo de inversión. • No se entrega respaldo del costo de inversión efectivamente utilizado en la evaluación, con cotizaciones, informes o propuestas, ni se detallan una distribución de costos de los diferentes ítems a nivel conceptual (obras civiles, terrenos, equipos, conexión a la red, etc). • No entrega el respaldo del costo de operación y mantenimiento. • No identifica las ubicaciones donde se instalarían los equipos, y ni analiza la factibilidad de terrenos, necesidad de presentar una DIA o EIA, y otros, con el objeto de determinar la factibilidad de las propuestas. • No explicita cómo se determinó el costo de operación con y sin proyecto, esto es, tasa de falla, costo de falla, etc. Explicitar si la falla se produce solo en la zona norte o es sistémica. • No entrega todos los antecedentes que permitan reproducir la evaluación económica. • No justifica la tasa de descuento de 6%. 	

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<ul style="list-style-type: none"> • No presentar una carta Gantt con los plazos de licitación, construcción, fabricación, obtención de permisos, entre otros, hasta la entrada en operación de los equipos. <p>2. Análisis de los requerimientos.</p> <p>El Coordinador hace referencia al estudio “Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional” del Consultor DlgSILENT GmbH. Este estudio muestra principalmente dos escenarios: Demanda Alta Día y Demanda Baja Noche. Tal como el mismo informe señala, los requerimientos dependerán de las unidades que estén despachadas y del proceso de descarbonización. Este mismo estudio señala que es posible entregar este SSCC mediante diferentes alternativas, una de las cuales es a través de las unidades existentes que aún no se retiran. Así el Coordinador realizó un análisis deficiente al no evaluar todas las alternativas. En particular:</p> <ul style="list-style-type: none"> • No entrega una tabla que señale para cada escenario analizado del estudio antes detallado (Escenario Demanda Alta Día 2025 y para el Escenario Demanda Baja Noche 2025), cuales centrales se consideraron en operación (despachadas) y cuales fuera de operación (no despachadas). • No señala las fechas de las centrales carboneras que salen de servicio, de manera de ver gradualmente los requerimientos. • No explicita para cada escenario, cuales de las centrales no despachadas podrían aportar este servicio si estuviesen despachadas. • No identifica cuales de las centrales que no están despachadas podrían potencialmente aportar reactivos con alguna inversión. • No establece si las centrales a carbón que se retiran podrían aportar reactivos dejando en operación la turbina y generador como un generador síncrono. • No estima los costos de inversión para cada caso de los puntos anteriores 	

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<ul style="list-style-type: none"> • No realiza la evaluación económica incorporando las unidades no despachadas, y los costos de inversión de las unidades detalladas anteriormente que podrían aportar reactivos con alguna inversión. • No señala todos los supuestos de la evaluación económica según lo solicitado en el punto 1 anterior. <p>Este análisis en detalle es esencial, toda vez que el Coordinador está recomendando una inversión de US\$ 737 millones para que esté operativa al año 2025, lo cual resulta extremadamente desafiante. Dado el impacto en las tarifas a los clientes finales, el Coordinador debe analizar otras alternativas y opciones, y presentar todos los respaldos de manera que los Coordinados puedan reproducirlos.</p> <p>3. Análisis de competencia. El Coordinador en la sección 6.5.2 del informe señala lo siguiente: “Las instalaciones capaces de aportar el requerimiento indicado anteriormente corresponden a tecnologías como compensadores sincrónicos u otras que cumplan con los requerimientos técnicos de aportar en forma permanente potencia de cortocircuito trifásico adicional al sistema. Dado los antecedentes antes indicados respecto de los montos del requerimiento y las tecnologías capaces de abastecerlo, y considerando antecedentes respecto de los potenciales oferentes de las tecnologías existentes en el mercado con los que se cuentan a la fecha, se concluye que existirían condiciones de competencia para la licitación de nuevas instalaciones para la provisión de este servicio.” Al respecto el Coordinador:</p> <ul style="list-style-type: none"> • No entrega todos los antecedentes respecto de los potenciales oferentes que señala el Coordinador. No se presenta ningún antecedente respecto de la competitividad de este mercado. 	

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<ul style="list-style-type: none"> • No realiza ni muestra un análisis del mercado existente. Debería detallar por año las unidades existentes que pueden prestar este servicio, ya sea requieran alguna inversión o no. • No presenta una curva de oferta de este servicio con las unidades carboneras que se retiran y que podrían permanecer operando como generadores síncronos, unidades que no están despachadas en los escenarios identificados en el punto 2, unidades que no se retiran y que con cierta inversión pueden entregar este servicio, e identificar los costos fijos y costos variables para cada caso. • Adicionalmente para la nueva infraestructura, no evalúa la factibilidad en cuanto a la fecha y costos conforme lo detallado en el punto 1. <p>Así, se observa que el análisis de competencia realizado por el Coordinador en este caso es insuficiente para determinar la existencia de condiciones de competencia para la prestación del servicio que el Coordinador ha denominado “SC de Control de Tensión – Provisión de Potencia de Cortocircuito”.</p> <p>4. Instrucción directa de este servicio. En caso de que las licitaciones que pretende desarrollar el Coordinador sean declaradas desiertas, deberá instruir de manera directa el servicio. Para este caso el Coordinador no realiza el mandato señalado en el artículo 23 letra d) del reglamento, el cual hace referencia al inciso tercero del artículo 27, esto es, que “el Coordinador deberá identificar en el Informe SSCC, el mecanismo mediante el que se definirá el o los Coordinados obligados a prestar el o los respectivos servicios, junto a la Nueva Infraestructura que se deba instalar para su prestación y su vida útil, en caso de requerirse esta última, el mantenimiento anual eficiente asociado a la infraestructura de acuerdo a lo establecido en el Estudio de Costos a que se refiere el artículo 53 del presente reglamento, y todas las demás condiciones necesarias para su prestación” En este contexto resulta de especial importancia:</p>	

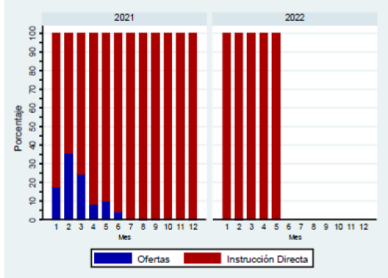
N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<ul style="list-style-type: none"> • Analizar la posibilidad de que las unidades carboneras posterguen su salida; • Analizar las unidades existentes que podrían prestar este servicio; • Analizar las inversiones que debe realizar cada una de las unidades existentes para prestar el servicio; y • Analizar la factibilidad real de instruir directamente este servicio para nuevas instalaciones. 	
60	Anglo American	4 y 5	4.1.5, 5.1, y 5.1.4	<p>En la sección 4.1.5 se indica: <i>La determinación del requerimiento de la Carga Interrumpible será actualizada una vez que se cuente con el Estudio de Seguridad que incorpore el pronóstico de deshielo para la temporada 2022/2023, de modo de utilizar esta información en el análisis de Suficiencia que se debe realizar conforme a los lineamientos metodológicos contenidos en la NTSSCC. Considerando los plazos involucrados, se estima que la revisión de la cuantificación del requerimiento se realizará durante el último trimestre del año 2022. En consecuencia, para efectos de este informe se mantendrá el monto determinado en el ISSCC2022.</i></p> <p>En la sección 5.1 se indica: <i>Respecto a la determinación del requerimiento de la Carga Interrumpible, será actualizada una vez que se cuente con el Estudio de Seguridad que incorpore el pronóstico de deshielo para la temporada 2022/2023, de modo de utilizar esta información al análisis de Suficiencia que se debe realizar conforme a los lineamientos metodológicos contenidos en la NTSSCC. Considerando los plazos involucrados, se estima que la revisión de la cuantificación del requerimiento se realizará durante el último trimestre del año 2022. En consecuencia, para efectos de este informe se mantendrá el monto determinado en el ISSCC2022.</i></p> <p>En la sección 5.1.4 se indica: <i>Conforme a los análisis realizados en el marco de la actualización del ISSCC2022, el requerimiento de carga</i></p>	<p>La inclusión del requerimiento de CI en el ISSCC2023 está sujeto a actualización una vez que se cuente con información que permita validar los escenarios de abastecimiento para el año 2023. En dicha actualización el requerimiento puede disminuir, mantenerse o aumentar. Considerando lo anterior, se optó por mantener el requerimiento previamente establecido en el ISSCC2022 que se emitió en su versión definitiva en marzo de este año.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p><i>interrumpible preliminar para el año 2023 será de 50 [MW] para los meses de junio, julio y agosto y en el horario entre las 18:00 y las 22:00 horas.</i></p> <p>Al respecto, consideramos que no es posible definir como requerimiento para 2023 los resultados obtenidos del ISSCC2022, toda vez que las condiciones y supuestos sobre los cuales se realizó el estudio 2022 no son homologables con las del año 2023, sin un análisis que fundamente dicha homologación.</p> <p>Por tanto, se solicita eliminar del presente ISSCC2023 el requerimiento de cargas interrumpible.</p>	
61	Anglo American	Anexo D		<p>En el Anexo D “Evaluación Económica del Proyecto de Mejora de Fortaleza de la Red en el Sistema de Transmisión Nacional” el Coordinador realiza una evaluación económica del Proyecto de Mejora de Fortaleza de la Red en el Sistema de Transmisión Nacional. Al respecto:</p> <p>1) El Coordinador señala que el Proyecto tiene un valor de inversión de 737 millones de dólares, sin entregar un respaldo a dicho valor.</p> <p>2) El Coordinador entrega una tabla con valores con costos operacionales con y sin proyecto, sin entregar ningún detalle de cuáles son los casos evaluados; cuáles son las diferencias de modelación entre los dos casos, que dan origen a la diferencia de costos de operación; cuál es el modelo utilizado para los cálculos; cuáles son los supuestos y proyecciones utilizadas. De todo lo anterior, destacamos que las diferencias en la modelación entre los casos con y sin proyecto son claves para permitir a los interesados observar la evaluación económica realizada.</p> <p>Dado lo anterior, hacemos presente que el Coordinador ha entregado una evaluación económica que carece de elementos mínimos que permitan considerarla como elemento de juicio para la recomendación del Proyecto de Mejora de Fortaleza de la Red, así como también para permitir a los interesados poder realizar observaciones tal como lo establece la normativa.</p>	<p>Para estimar el valor de inversión se realizó una solicitud de presupuesto a las principales empresas internacionales que suministran condensadores síncronos, la cual se complementó con los costos asociados a las ampliaciones requeridas para la conexión de éstos en subestaciones del sistema de transmisión.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, cabe consignar que valor correcto corresponde a US\$ 366 millones, valor que está en línea con el monto indicado en la tabla 6-3 del informe.</p> <p>En cuanto al apartado 2 ver respuesta a observación N°35.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
62	Anglo American	4	4.2	<p>En punto 2), c) el Coordinador indica: <i>Corresponde a la disponibilidad y/o utilización de tecnología del tipo compensadores sincrónicos (CCSS) u otra que cumpla con los requerimientos técnicos para la provisión de potencia de cortocircuito trifásico que contribuya a la fortaleza de la red.</i> Se solicita señalar explícitamente cuales son todas las otras tecnologías que el Coordinador considera para la provisión de potencia de cortocircuito.</p>	<p>Los análisis de la pertinencia de la tecnología condensadores sincrónicos que resultaron ser la referencia para este tipo de soluciones, se detallan en el anexo C del informe. En los estudios realizados por el Coordinador, se analizan tecnologías que permiten mejorar la fortaleza de la red para garantizar la operación segura de la red para todos los Coordinados.</p>
63	Anglo American	5.1	5.1.1	<p>En la sección 5.1.1 se indica: <i>“Sin perjuicio de lo anterior, la representación de los requerimientos de CPF+ de la Tabla 5.2 a Tabla 5.5 en los procesos de programación de la operación, se realizará utilizando relaciones simplificadas entre las variables (CPF@10s, CPF@5min, Generación Bruta Total del SEN, Inercia), que permitan cumplir con los niveles de reserva mínimos exigidos en cada momento, de modo de no comprometer los tiempos de ejecución y plazos de entrega del proceso de programación.”</i> Se solicita indicar explícitamente las relaciones simplificadas que está utilizando la programación de la operación, y el despacho en tiempo real.</p>	<p>Los requerimientos de CPF modelados en los procesos de programación, representan los valores establecidos en los requerimientos y bajo los cuales se realiza la adjudicación de SSCC. Esta representación, no solo se utiliza para la asignación de recursos dentro de los programas de operación sino también para el ajuste en tiempo real de los mismos. La manera de realizar este ajuste se ha publicado en minutas anexadas durante los últimos años. Para mayor información referirse a la minuta actualmente vigente: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/12/Minuta-GM-No35-2021-Modelacion-y-Asignacion-de-Servicios-Complementarios-de-Control-de-Frecuencia.pdf</p>
64	Anglo American	5	5.2	<p>En el sexto párrafo se indica: <i>Finalmente, considerando los diversos análisis realizados por el Coordinador¹⁵, que identificaron un déficit de aportes al corto circuito trifásico (disminución de fortaleza de la red) en la zona norte del SEN tan pronto como en el año 2023 o 2024, se encargó un estudio de Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional¹⁶ al Consultor DlgSILENT GmbH. Los principales resultados de</i></p>	<p>Es necesario precisar que el ISSCC2023 no crea un nuevo servicio complementario, así como tampoco una categoría ni subcategoría. En su lugar el Informe sólo da cuenta del servicio complementario de control de tensión que se encuentra definido de manera explícita en la Ley y el Reglamento SSCC, en consecuencia es parte integral de la Resolución SSCC de la CNE.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador																					
				<p><i>dicho estudio, complementado con análisis de sensibilidad propios, se resumen en el ANEXO C, y señalan que al menos a partir del año 2025 será necesario contar con nuevas instalaciones para la provisión de potencia de cortocircuito trifásico por barra. Lo anterior con el objetivo de mantener niveles mínimos de fortaleza de la red que garanticen una operación segura y estable del SEN en aquellas zonas más afectadas por la disminución de los niveles de corto circuito, producto del proceso de descarbonización acelerada y los altos niveles de penetración de generación renovable variable basada en inversores seguidores de red. Estos requerimientos (que están siendo verificados mediante las correspondientes simulaciones dinámicas) se presentan a continuación:</i></p> <p>Tabla 5.13 Requerimientos de potencia de cortocircuito para la prestación del SC de Control de Tensión</p> <table border="1" data-bbox="638 764 1220 881"> <thead> <tr> <th>Barra Candidata</th> <th>Potencia de cortocircuito [MVA]</th> <th>CCSS equivalente¹⁷ [MVA]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CALAMA NUEVA 220 kV B1</td> <td>1286</td> <td>193</td> </tr> <tr> <td>EL COBRE (ENGIE) 220 kV B1</td> <td>1282</td> <td>192</td> </tr> <tr> <td>ILLAPA 220 kV B1</td> <td>2381</td> <td>357</td> </tr> <tr> <td>Likantat 220 kV B1</td> <td>940</td> <td>141</td> </tr> <tr> <td>MARIA ELENA 220 kV B1</td> <td>2562</td> <td>384</td> </tr> <tr> <td>MIRAJE 220 kV B1</td> <td>1823</td> <td>274</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>15 Análisis disponibles en:</i> https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-inercia-y-cortocircuito/</p> <p><i>16 Estudio realizado por consultor DlgSILENT GmbH se encuentra en su etapa final de desarrollo, y será publicado una vez finalizado.</i></p> <p>Al respecto observamos que el Coordinador está estableciendo un requerimiento de potencia de corto circuito en base a un estudio que aún se encuentra en fase de desarrollo, y no ha sido finalizado. Con lo anterior, el Coordinador no da cumplimiento al artículo 26 del Reglamento de SSCC (“DS113”), ya que no está dando oportunidad a los interesados para observar el requerimiento determinado.</p> <p>Por lo anterior, se solicita eliminar de la presente ISSCC2023 el requerimiento de potencia de circuito señalados en la tabla 5.13.</p>	Barra Candidata	Potencia de cortocircuito [MVA]	CCSS equivalente ¹⁷ [MVA]	CALAMA NUEVA 220 kV B1	1286	193	EL COBRE (ENGIE) 220 kV B1	1282	192	ILLAPA 220 kV B1	2381	357	Likantat 220 kV B1	940	141	MARIA ELENA 220 kV B1	2562	384	MIRAJE 220 kV B1	1823	274	<p>En efecto, la Ley establece que son “Servicios Complementarios, al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias”. A continuación el Reglamento SSCC establece que los Servicios Complementarios “se prestarán a través de las instalaciones existentes o de Nueva Infraestructura del sistema eléctrico, mediante los recursos técnicos que éstas dispongan”.</p> <p>Respecto del costo que puede llegar a significar esta Nueva Infraestructura, se destaca que este dato del informe es sólo referencial y no tiene el propósito de establecer un sesgo o inclinación por una u otra solución tecnológica en particular. El propósito de este recurso no es otro que el dotar al SEN de la capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva necesaria para el 2025 y que le permitirá contar con la habilidad para mantener y controlar la forma de onda de la tensión, durante el estado estacionario y luego de una falla.</p>
Barra Candidata	Potencia de cortocircuito [MVA]	CCSS equivalente ¹⁷ [MVA]																								
CALAMA NUEVA 220 kV B1	1286	193																								
EL COBRE (ENGIE) 220 kV B1	1282	192																								
ILLAPA 220 kV B1	2381	357																								
Likantat 220 kV B1	940	141																								
MARIA ELENA 220 kV B1	2562	384																								
MIRAJE 220 kV B1	1823	274																								

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
65	Anglo American			Se solicita actualizar el presente ISSCC2023 con la información de las versiones post-observaciones de los estudios de control de frecuencia y de control de tensión.	Lo indicado ha sido considerado.
66	Anglo American	Anexo C y D		<p>En el análisis de requerimiento de inercia y control de tensión (reservas de potencia reactiva), el informe sólo propone la incorporación de condensadores síncronos y no se analiza ninguna otra opción; tampoco se entregan las razones de por qué no se analizan y evalúan otras alternativas. El parque generador convencional (máquinas rotatorias) que normalmente se encuentran fuera de servicio por decisión económica, podría evaluar la opción de ser adaptado para prestar dichos SSCC a bajo costo, aprovechando infraestructura existente.</p> <p>Por otro lado, tampoco se explica por qué no podrían aportar reserva de potencia reactiva plantas FV o eólicas que modifiquen sus sistemas electrónicos a un costo menor que la instalación y operación sólo de condensadores síncronos.</p> <p>Al respecto, en la determinación del requerimiento de potencia de corto circuito, se solicita evaluar el aporte que puedan realizar las plantas FV o eólicas, con el objetivo de optimizar el costo de provisión de dicho requerimiento.</p>	<p>Los análisis de la pertinencia de la tecnología condensadores síncronos que resultaron ser la referencia para este tipo de soluciones, se detallan en el anexo C del informe. En los estudios realizados por el Coordinador, se analiza otras tecnologías que permiten mejorar la fortaleza de la red para garantizar la operación segura del sistema para todos los Coordinados.</p> <p>En efecto, pueden existir otras tecnologías nuevas como los inversores formadores de red (Grid Forming o GFM) que sí pueden contribuir a la fortaleza de la red, dado que tienen la capacidad de generar su propia fuente de voltaje.</p>
67	Anglo American	6	6.4.1 y 6.4.5	<p>En el último párrafo se indica:</p> <p><i>“No obstante los resultados previos, debido a que el mercado de CPF- ya se encuentra abierto, que el Coordinador está considerando fomentar la participación de nuevas tecnologías, que al considerar los recursos ERV no existen agentes pivotaes durante el 70% del tiempo, que existen medidas de mitigación y que está en carpeta la evaluación de CRF, se determina mantener la adjudicación a través de subastas para el servicio de CPF de bajada, y mantener la adjudicación por instrucción directa del CPF+.”</i></p>	<p>Dada la existencia de medidas de mitigación, y que el resultado de procesos desiertos es similar a un escenario de instrucción directa, donde no se remuneran los costos de desgaste, se decide mantener las subastas en CPF-. Esto último a su vez, permite dar señales estables al mercado de que se mantendrá abierto a la realización de subastas, y con ello ser consistente en la integración de potenciales nuevos oferentes. Lo anterior es posible solo porque, como ya fuera mencionado, el equilibrio de un escenario sin participación es similar al de instrucción directa.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>Por otro lado, la Figura 6-18 de la sección 6.4.5 señala que la adjudicación de CPF- ha sido prácticamente nula desde julio de 2021 (11 meses hasta ahora).</p> <p>Al respecto, se solicita al Coordinador incluir en el informe todos los antecedentes y análisis mediante los cuales está “considerando fomentar la participación de nuevas tecnologías”, y que lo llevan a mantener la realización de subastas hasta por un año hasta la realización del ISSCC2024 en junio de 2023. Cabe señalar que el Coordinador está indicando que tiene contemplado ejecutar cambios en el mercado de CPF- que tendrán efecto antes de un año contado a partir de hoy.</p> <p>Figura 6-18: Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CPF-</p> 	
68	Anglo American	6	6.4.5	<p>En la sección 6.4.5 “Evolución Subastas 2021-2022” el coordinador presenta gráficos donde se visualiza la baja proporción de adjudicaciones de los servicios de control de frecuencia, incluyendo una especial reducción de ellas a partir de julio de 2021, fecha en la cual el Coordinador decidió incluir en la optimización conjunta a todo el parque generador habilitado para entregar servicios de control de frecuencia, haya realizado o no ofertas en la respectiva subasta.</p> <p>En efecto, el Coordinador indica que:</p> <p><i>“Como se observa, la mayor parte de las adjudicaciones han sido por instrucción directa para todos los servicios, alcanzando incluso cerca de 100% para el CPF a partir de julio de 2021. El resto de los servicios, han mostrado una tendencia creciente</i></p>	<p>En primer término no es posible determinar causalidad entre la inclusión de todo el parque generador en la co-optimización y el bajo nivel de adjudicaciones por ofertas a partir de dicha fecha. Lo anterior se muestra en la sección B del capítulo 3 del informe semestral de monitoreo año 2021. En este, es posible apreciar que dicha tendencia de adjudicación por instrucción directa comienza con anterioridad a la fecha de julio de 2021.</p> <p>En cuanto a sus consultas particulares:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se refiere a MW adjudicados, se modificará el párrafo introductorio para dar cuenta de lo señalado.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p><i>de adjudicación por ofertas durante el año 2022, con excepción del CTF+.”</i></p> <p>A continuación señala: <i>“Cabe destacar que lo anterior no es un reflejo de falta de competitividad potencial en el mercado, ya que esta se ve reflejada en la habilidad para alterar el precio de equilibrio de un agente particular, y el resultado de un proceso declarado desierto o parcialmente desierto converge al de instrucción directa. Asimismo, existen medidas de mitigación que limitan los potenciales abusos que podrían ocurrir en las ofertas de costos de desgaste.</i></p> <p><i>En cualquier caso, para fomentar la participación, se procurará entregar mayor información sobre el funcionamiento del mercado a todos los agentes, ya que los costos administrativos o de transacción de participar en las ofertas es mínimo, y en teoría existen incentivos a la participación, ya que los adjudicatarios por instrucción directa no reciben los costos de desgaste al momento de la realización del balance, a diferencia de lo que ocurre con quienes sí ofertan y son adjudicados.”</i></p> <p>Al respecto, y a pesar de que el Coordinador supone que existen condiciones de competencia, la realidad muestra que no hay ofertas. Al respecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se solicita aclarar cómo mide el Coordinador el porcentaje de adjudicaciones. ¿Sobre el número de subastas? ¿MW adjudicados sobre los MW subastados? ¿otro? • Dado que el Coordinador estima que el problema de la falta de ofertas se debe a falta de información del mercado, por favor señalar las medidas que se han tomado al respecto. 	<ul style="list-style-type: none"> • En relación al segundo punto, sin perjuicio de las acciones que continúa desarrollando el Coordinador, se realizará un nuevo informe de seguimiento de la competencia en SSCC.
69	ENGIE Energía Chile S.A.	5	5.2	<p>En Párrafo (previo a Tabla 5.13) que alude al déficit de aportes al corto circuito trifásico, se señala: <i>“Los principales resultados de dicho estudio, complementado con análisis de sensibilidad propios, se resumen en el ANEXO C, y señalan que al menos a partir del año 2025 será necesario</i></p>	<p>La reconversión de unidades técnicas se considera como una nueva instalación</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				<p>contar con <u>nuevas</u> instalaciones para la provisión de potencia de cortocircuito trifásico por barra.”</p> <p>Se pide retirar la palabra subrayada “nuevas”, ya que dichas instalaciones correspondan a la adecuación o reconversión de unidades térmicas operando en el sistema eléctrico actualmente.</p> <p>De forma alternativa, la condición puede establecer la condición de “... contar con instalaciones dedicadas exclusivamente la provisión de potencia de cortocircuito trifásico por barra y/o zona.”</p>	
70	ENGIE Energía Chile S.A.	5	5.2	<p>Se sugiere agregar párrafo que deje espacio a posibles reconversiones de unidades térmicas a CCSS, los cuales pueden aportar al corto circuito trifásico en zonas específicas del SEN, pudiendo reemplazar requerimientos de potencia de cortocircuito para la prestación del SC de control de tensión indicados en la Tabla 5.13. Lo anterior se refuerza debido a que las barras candidatas no tienen un análisis de prefactibilidad técnico a la fecha.</p>	<p>No se considera necesario agregar un párrafo que indique que en el 2025 las unidades térmicas podrían ser reconvertidas y participar en el proceso.</p>

Las observaciones recibidas fuera de plazo corresponden a las siguientes:

- **Arauco Bioenergía S.A.:** recibida mediante carta AGAB-039/2022. Ingreso DE03146-22.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
1	Arauco Bioenergía S.A.	Anexos		<p>Las centrales autoproductoras representadas por Arauco Bioenergía S.A. tienen disponible para el SEN su aporte en excedentes y no su capacidad bruta.</p> <p>Respecto del límite de regulación superior del control terciario de frecuencia en giro, tenemos las siguientes observaciones respecto de nuestras unidades generadoras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Unidad 1 de central Arauco: se debe cambiar de 36 a 16 MW. - Unidad 2 de central Arauco: se debe cambiar de 31 a 8 MW. - Es decir, entre las unidades 1 y 2 de central Arauco se obtienen los 24 MW de excedentes que se encuentran actualmente declarados al CEN. - Unidad 1 de central Celco: se debe cambiar de 18 a 8 MW (8 MW de excedentes declarados al CEN). - Unidad 1 de central Licantén: se debe cambiar de 27 a 6 MW (6 MW de excedentes declarados al CEN). <p>Respecto del límite de regulación inferior del control terciario de frecuencia en giro, tenemos las siguientes observaciones respecto de nuestras unidades generadoras.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Unidad 1 de central Nueva Aldea III: se debe cambiar de 5 a 37 MW. - Unidad 1 de central Valdivia: se debe cambiar de 4 a 27 MW. - Unidad 1 de central Viñales: se debe cambiar de 5 a 10 MW. - Los valores de límite de regulación inferior indicados anteriormente están indicados en los informes de mínimo técnico de nuestras centrales autoproductoras enviados al CEN. 	Se acoge observación y se corrigen los valores respectivos.