

Observaciones y/o Comentarios Informe de Servicios Complementarios 2020

Las observaciones recibidas dentro de los plazos establecidas son las siguientes:

- El Pelicano Solar Company: carta PE20083 de fecha 31 de agosto y PE20084 de fecha 1 de septiembre de 2020.
- Aes Gener: email recibido el 7 de septiembre de 2020.
- Colbún S.A.: carta GM N° 170/2020 de fecha 7 de septiembre de 2020.
- Transelec: carta RL – N° 0304 de fecha 7 de septiembre de 2020.
- Anglo American Sur S.A.: carta GAC-231-20 de fecha 7 de septiembre de 2020.
- Acciona Energía Chile Holdings S.A.: carta ACC.ECH.148.20 de fecha 7 de septiembre de 2020.
- Tamakaya Energía SpA: carta TMKYA-20200907-052 de fecha 7 de septiembre de 2020.
- Luz del Norte SpA.: carta LDN 3320 de fecha 7 de septiembre de 2020.
- Enel Generación Chile S.A.: email recibido el 7 de septiembre de 2020.

Las observaciones recibidas fuera de plazo son las siguientes:

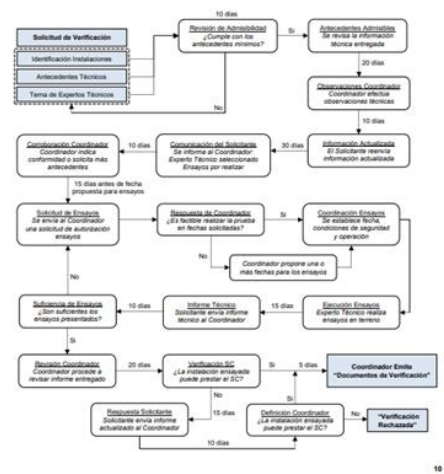
- Pacific Hydro: email recibido el 8 de septiembre de 2020.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
1	AES Gener	Anexo 1	E y F	<p>Se solicita actualizar los valores utilizados para la determinación de los costos inversión, verificación y mantenimiento de los equipos BESS destinados a la prestación de CPF. Lo anterior ya que el referido Estudio de Costos no considera la valorización de BESS para la prestación de tal servicio, y además considerando que el Coordinador dispone de nueva información relativa a los costos BESS enviada por las empresas Transelec y AES Gener en el marco de los “Proyectos y propuestas de soluciones para Informe de SSCC 2021” (respuesta Carta DE00194-20).</p> <p>De acuerdo con lo anterior, se solicita revisar “F. Resultados y Conclusiones” en cuanto a la conveniencia económica para el sistema de pagar una anualidad dado los ahorros en el costo de operación del sistema que se derivan de la prestación del servicio de control de frecuencia con BESS.</p>	<p>Los costos utilizados para la valorización de los equipos BESS corresponden al indicado en el Estudio de Costos vigente.</p> <p>Cabe destacar que actualmente, nos encontramos en proceso de actualizar dicha evaluación considerando la definición de CPF especificada en el Informe de SSCC 2021, donde su valor es función de la demanda y la inercia. En dicha evaluación se considerará tanto el Estudio de Costos vigente como la información recibida de los Coordinados.</p> <p>Una vez finalizada la evaluación mencionada, ésta será publicada en el contexto de la actualización del Informe de SSCC 2021.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
2	Pelicano Solar Company	General		<p>Actualización del Reporte de SSCC 2020. Agradecemos la aplicación parcial de lo estipulado en el Art 25 del Reglamento de SSCC por el Coordinador, emitiendo un Informe de SSCC 2020 revisado ("Informe 2020 Revisado"). Este informe fue publicado el 24 de agosto de 2020, día de la Audiencia Pública de la Discrepancia No. 6-2020 (que dice relación con el Informe de SSCC 2021 y no con el Informe 2020) ante el Panel de Expertos en la que El Pelicano es una parte interesada.</p> <p>La secuencia esperada de publicación -para dar peso y lógica a la argumentación del Coordinador ante el Panel- era primero una revisión del Informe 2020 y solamente después el Informe 2021. En efecto, es propio: (i) realizar y publicar primero el análisis y derivar conclusiones sobre un mercado existente de SSCC, y luego (ii) utilizando aquellas, analizar y derivar conclusiones sobre el mercado futuro de SSCC de 2021.</p> <p>Dado el orden observado de cosas, parece obvio que los análisis contenidos en Informe 2020 Revisado no estaban disponibles como antecedentes para el Informe 2021 del Coordinador. Esto representa una oportunidad de mejora importante a los procedimientos del Coordinador para cumplir obligaciones de entrega de información de manera oportuna.</p>	No es una observación.
3	Pelicano Solar Company	5	5.5.2 y 5.6.2	<p>Monitoreo de la Competencia (I). El cumplimiento – limitado- por el Coordinador de la obligación de monitorear activamente el mercado de SSCC sólo se hizo evidente el 24 de agosto de 2020.</p> <p>El Art 25 del Reglamento señala que <i>"tratándose de los servicios de control de frecuencia que se materialicen mediante subastas, el Coordinador deberá considerar para la verificación de las condiciones de competencia de éstas, al menos, la realización de una optimización base que permita monitorear, en consistencia con el diseño de las subastas que se establece en el artículo 32 del presente reglamento, los resultados obtenidos en la optimización señalada en el artículo 18 del presente reglamento"</i>.</p> <p>El Coordinador incluyó tales ejercicios de simulación en 5.5.2 para CSF y 5.6.2 para CTF para una semana por mes, según se indica en el Anexo 9.</p> <p>Se solicita que se realicen las simulaciones para todos los</p>	<p>En primer término, no compartimos el adjetivo de "limitado" en relación con las labores de monitoreo del mercado de SSCC realizadas por el Coordinador. En cuanto a la solicitud de realizar simulaciones para todos los días, en el escenario actual, no resulta factible de desarrollar ni apropiado, sin perjuicio de la realización de indicadores de monitoreo desarrollado por el Coordinador.</p> <p>Los Casos Bases es parte de uno de los aspectos que se utilizan para monitorear las condiciones de competencia, los cuales buscan representar una subasta eficiente considerando la misma modelación y parámetros e información operacional utilizada en la adjudicación oficial de las subastas a efectos de contar con <i>benchmark competitivo</i> del comportamiento de las subastas y conocer su evolución en el tiempo respecto</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p>días del período, y estableciendo <u>específicamente en qué días</u> del período se verificaron las condiciones que de acuerdo a los indicadores de monitoreo del Coordinador eran competitivas para CSF y CTF.</p> <p>En los días en los que no se observaron, en la práctica, condiciones competitivas, se solicita se determine justificadamente (i) si existen antecedentes para proceder en sede de defensa de libre competencia en cumplimiento al Art. 189 del Reglamento de Coordinación y Operación; y (ii) cómo el diseño alternativo de mercado permitiría mitigar las condiciones no competitivas observadas. Asimismo, se pide incluir este análisis en el informe definitivo SSCC 2020 modificado.</p> <p>Se solicita al Coordinador que indique específicamente cómo ha monitoreado de manera periódica el mercado de subastas de SSCC, desde su inicio a la fecha, y qué oportunidades de mejora ha identificado a sus procesos de monitoreo.</p>	<p>al desempeño de las Subastas.</p> <p>En cuanto a determinar justificadamente si existen otros antecedentes en relación al cumplimiento de lo señalado en el Art. 189, escapa al ámbito del presente informe y, en el caso que existan, se procede de conformidad a lo señalado en el Procedimiento Interno para las funciones de Monitoreo de la Competencia.</p>
4	Pelicano Solar Company	5	5.5.2 y 5.6.2	<p>Monitoreo de la Competencia (II). La data y el análisis presentados por el Coordinador sugieren desviaciones del régimen competitivo hace ya varios meses, cabiendo preguntarse cuáles fueron las acciones que tomó el Coordinador en su momento en base a un monitoreo periódico.</p> <p>Solicitamos al Coordinador que incluya en el Informe 2020 Revisado las relaciones causales 'identificación de eventos vía monitoreo / acción de mercado' que se realizaron, con detalle de fechas y comunicaciones a efecto de asegurar transparencia y oportunidad de la acción.</p>	<p>Ver Respuesta a Consulta N°3, sobre la segunda parte de su observación escapa al análisis del presente informe.</p>
5	Pelicano Solar Company	5	5.3	<p>Modificar modalidad de subasta. El Art. 31 (Capítulo Subastas) del Reglamento de SSCC es explícito en no limitar la modalidad de las subastas. <i>Artículo 31.- El Coordinador deberá informar mediante su sitio web, la fecha, el tipo y la modalidad de la subasta de SSCC, el período de prestación del servicio, los requisitos y exigencias técnicas, económicas y administrativas, los plazos a los que se sujetarán las mismas, junto con las condiciones para la evaluación de las ofertas, en forma previa a su realización. Para estos efectos, las subastas de SSCC podrán ser de tipo electrónicas, de sobre cerrado o abiertas, en cuyo caso podrán ser ascendentes, descendentes, de primer o segundo precio,</i></p>	<p>Si se considera el Reglamento de SSCC de forma sistémica da cuenta de lo señalado por el Coordinador en su informe en el sentido que no es posible realizar modificaciones al diseño de subastas, en el marco regulatorio actual.</p> <p>Lo anterior sin perjuicio de las gestiones que el Coordinador está realizando para mejorar las condiciones de competencia en el mercado de SSCC.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p><i>entre otras, que defina el Coordinador. Asimismo, el Coordinador podrá establecer en los requisitos y exigencias técnicas, económicas y administrativas, cláusulas que establezcan la posibilidad de los oferentes de acogerse al o los valores máximos establecidos para la respectiva subasta.”</i></p> <p>El Coordinador hace referencia a los términos de remuneración (Art 56 y 61) de las subastas para concluir que se desprende que el sistema de subastas correspondería a uno de “multi unidad” bajo un esquema de Pay as Bid, lo que limita la flexibilidad respecto de lo que el Coordinador puede hacer en cuanto al diseño de las subastas”.</p> <p>Esta conclusión de que sólo habría un modelo de subasta posible de acuerdo a reglamento no es correcta, considerando el Art. 31.</p> <p>Se solicita que el Coordinador aplique un re-diseño de la subasta y un monitoreo más oportuno, en vez de concluir de manera apresurada que no es posible tener competencia en la provisión de SSCC.</p>	
6	Pelicano Solar Company	General		<p><u>Simplificación de procedimientos.</u></p> <p>Los procesos del Coordinador para la aprobación de SSCC pueden constituirse en una barrera de acceso al mercado por su naturaleza burocrática, extensos plazos y complejidad.</p> <p>A modo de ejemplo colocamos el diagrama de flujo del proceso de verificación que contiene al menos 15 pasos y unos 145 días.</p>	<p>El diagrama de flujo indicado considera las etapas y plazos establecidos en el Anexo Técnico de Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC, el cual fuera emitido por la CNE en diciembre de 2019.</p>

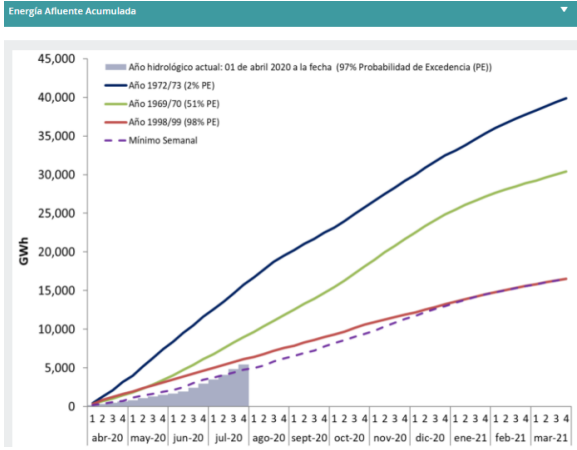
N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p>Para efectos de realizar el Proceso de Verificación de los recursos Mónicos asociados a una instalación, el Anexo Técnico "Verificación de Instalaciones para la Prestación SSCC" describe las etapas que se deben ejecutar para completar el proceso, las que se muestran en el siguiente diagrama:</p>  <p>Se solicita la aplicación de la metodología LEAN a éste y otros procedimientos relevantes a la operación de SSCC para reducir las barrera de ingreso al mercado.</p>	
7	Pelícano Solar Company	4	4.1.1	<p>Modificar sección 4.1.1. CPF en función de demanda e inercia.</p> <p>Solicitamos se establezcan los requerimientos de CPF en función del nivel de demanda e inercia del SEN tal como se establece en el Informe de SSCC de 2021. Esta aproximación ya fue discutida con la Gerencia de Operaciones en 2019, no viéndose razón alguna por la que no se pueda optimizar ahora y reducir así los sobrecostos para el sistema.</p> <p>Se solicita la correspondiente inclusión de este esquema en el Informe de SSCC 2020, tomando cualquier medida aplicable en ese sentido para dar cumplimiento a LGSE 72-1.</p>	<p>Actualmente nos encontramos adecuando los procesos internos para poder implementar tanto en la programación como en la OTR el requerimiento de reserva para CPF en función de la demanda y de la inercia. Dados los plazos involucrados en estas actividades, y considerando que se deben hacer simulaciones y marcha blanca del nuevo proceso, podemos comprometer la implementación de esta restricción a partir del 1 de enero de 2021 de manera consistente con el Informe SSCC 2021.</p> <p>En caso de terminar las actividades descritas antes de la fecha indicada, será informado a los Coordinados.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones																																										
				<p style="text-align: center;">Tabla 4-2 Reservas requeridas para CPF@10s/CPF@5min en función de la Demanda y la Inercia</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">Inercia</th> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">60 GVAs</th> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">50 GVAs</th> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">40 GVAs</th> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">30 GVAs</th> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">20 GVAs</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>11.000 [MW]</td> <td>145 / 258</td> <td>176 / 258</td> <td>207 / 258</td> <td>240 / 258</td> <td>270 / 258</td> </tr> <tr> <td>10.000 [MW]</td> <td>150 / 265</td> <td>182 / 265</td> <td>214 / 265</td> <td>245 / 265</td> <td>276 / 265</td> </tr> <tr> <td>9.000 [MW]</td> <td>156 / 274</td> <td>188 / 274</td> <td>220 / 274</td> <td>251 / 274</td> <td>282 / 274</td> </tr> <tr> <td>8.000 [MW]</td> <td>162 / 284</td> <td>194 / 284</td> <td>226 / 284</td> <td>258 / 284</td> <td>289 / 284</td> </tr> <tr> <td>7.000 [MW]</td> <td>169 / 295</td> <td>200 / 295</td> <td>232 / 295</td> <td>264 / 295</td> <td>295 / 295</td> </tr> <tr> <td>6.000 [MW]</td> <td>175 / 307</td> <td>206 / 307</td> <td>238 / 307</td> <td>270 / 307</td> <td>300 / 307</td> </tr> </tbody> </table> <p style="font-size: small; margin-top: 5px;">Informe de Servicios Complementarios 2021 – Coordinador Eléctrico Nacional 25 de 81</p>	Inercia	60 GVAs	50 GVAs	40 GVAs	30 GVAs	20 GVAs	11.000 [MW]	145 / 258	176 / 258	207 / 258	240 / 258	270 / 258	10.000 [MW]	150 / 265	182 / 265	214 / 265	245 / 265	276 / 265	9.000 [MW]	156 / 274	188 / 274	220 / 274	251 / 274	282 / 274	8.000 [MW]	162 / 284	194 / 284	226 / 284	258 / 284	289 / 284	7.000 [MW]	169 / 295	200 / 295	232 / 295	264 / 295	295 / 295	6.000 [MW]	175 / 307	206 / 307	238 / 307	270 / 307	300 / 307	
Inercia	60 GVAs	50 GVAs	40 GVAs	30 GVAs	20 GVAs																																										
11.000 [MW]	145 / 258	176 / 258	207 / 258	240 / 258	270 / 258																																										
10.000 [MW]	150 / 265	182 / 265	214 / 265	245 / 265	276 / 265																																										
9.000 [MW]	156 / 274	188 / 274	220 / 274	251 / 274	282 / 274																																										
8.000 [MW]	162 / 284	194 / 284	226 / 284	258 / 284	289 / 284																																										
7.000 [MW]	169 / 295	200 / 295	232 / 295	264 / 295	295 / 295																																										
6.000 [MW]	175 / 307	206 / 307	238 / 307	270 / 307	300 / 307																																										
8	Pelicano Solar Company	4		<p>Obligación de aportar simultáneamente al CPF(+) y CPF(-)</p> <p>La CNE definió (Res Ex 801 y la Res Ex 827) que el servicio de CPF debe ser provisto a través de una banda simétrica, es decir, las centrales que deben dar el servicio de subida y de bajada simultáneamente y por la misma cantidad.</p> <p>A continuación destacamos lo planteado por Enel Generación S.A. en su escrito publicado en el sitio del Panel de Expertos en 31 de agosto de 2020 y mediante el cual presenta observaciones complementarias a las presentaciones realizadas en la Audiencia Pública celebrada el 24 de agosto de 2020 y complementa al escrito ya enviado por esa compañía al Honorable Panel de Expertos con motivo de la Discrepancia 06-2020:</p> <p>Sección Obligación de aportar simultáneamente al CPF(+) y CPF(-): "...Hasta finalizar el año 2019 el aporte de CPF era independiente de subida o bajada, pero a contar de enero-2020 esta obligación de aportar simultáneamente reserva de subida y de bajada, incrementó notablemente la necesidad de aporte al CPF, con ello los costos del CPF y desvió importante oferta desde otros servicios como CSF o CTF para aportarla al CPF, incrementando de esta forma los costos de estos servicios.</p> <p>Cuando el aporte al CPF se hace por separado, como era en el pasado, se podía por ejemplo programar a unidades hidráulicas de embalse que tienen un Mínimo técnico igual a cero o muy reducido para aportar al control primario frecuencia de subida CPF(+), sin prácticamente gastar recursos e incluso en condiciones de sequía o por motivos relacionados a sus Convenios de riego, en que no tenían casi disponible agua. Lo normal es que el CPF se active muy esporádicamente y por lo tanto mantener a estas unidades otorgando CPF(+) tenía un costo muy reducido, porque se</p>	<p>El Coordinador se encuentra preparando el Informe Propuesta de SSCC, el que se espera sea enviado a la CNE durante el primer trimestre del año 2021.</p> <p>En dicha propuesta se abordará el tema descrito.</p>																																										

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p><i>podían mantener otorgando el servicio sin casi generar.</i></p> <p><i>De igual forma, por ejemplo una central termoeléctrica que podría estar operando a plena carga y disponible para otorgar CPF(-) si es necesario, lo cual no tendría casi ningún costo excepto en los pocos momentos que era requerida.</i></p> <p><i>Al obligar a estas mismas unidades a otorgar simultáneamente el CPF(+) y CPF(-), las obligó a mantenerse en cargas medias que les permitirán subir o bajar, según sea la necesidad. Gastando fuera de orden económico gran cantidad de recursos hídricos, muchas veces limitados, y obligando al Sistema a mantener un pago constante de la operación no económica. Al igual que obligo forzosamente a las unidades termoeléctricas a bajar carga en forma permanente para tener espacio de subir si era requerida por el CPF(+) y manteniendo un pago permanente por el margen forzoso que ahora estaba obligada a otorgar.</i></p> <p><i>Lo anterior ha amplificado enormemente la necesidad de recursos destinados a CPF y en el costo requerido para mantener el servicio.</i></p> <p><i>Por otro lado este gran aumento de recursos técnicos que ahora se deben destinar al CPF, lo hacen a costa de unidades que podrían estar dedicadas a otorgar CSF(+) o CSF(-), teniendo que ser suplidas por otras unidades más ineficientes y con el consecuente aumento en los costos del CSF. De igual forma se produce una cascada de desvío de recursos y aumentos de costos desde CTF.</i></p> <p><i>Como efecto adicional desvía a todo el Sistema desde su punto óptimo de operación, incrementando los costos totales de operación. "</i></p> <p><i>El Coordinador no se hace cargo de estos impactos en el Informe de SSCC 2020, siendo que tiene un impacto económico significativo de acuerdo a lo manifestado por ACENOR y Enel Generación.</i></p> <p><i>Se solicita la correspondiente modificación en el Informe de SSCC 2020 mediante aplicación del Art. 25 del Reglamento de SSCC. Se pide que el Coordinador proceda a solicitar con carácter urgente y fundado a la CNE la modificación de cualquier resolución que limite la oferta separada y/o asimétrica de CPF+ y CPF-.</i></p>	

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
9	Pelicano Solar Company	General		<p>Programación diaria incluyendo SSCC.</p> <p>El Coordinador determina los programas para los días sábados, domingo y lunes el día viernes anterior lo que genera incertidumbre asociada a las proyecciones de demanda y generación.</p> <p>Se requiere la implementación del despacho diario para el 'día siguiente' con efecto inmediato, como una medida de reducción de incertidumbre en los mercados de energía y SSCC. En este último, que esta medida se aplique con prioridad por sobre la medida de suspensión de los mercados de CSF y CTF.</p>	<p>El Coordinador está desarrollando un estudio específico que incluye atender la programación de la operación del SEN todos los días del año. Lo anterior, en el contexto de la adecuada implementación de requerimientos dispuesto en el artículo 8vo transitorio del DS125/2017 sobre esta materia.</p> <p>Mientras tanto, a la espera de los resultados del estudio para actualizar el proceso de programación de la operación y el despacho económico, así como de las acciones para materializar estas nuevas tareas, el Coordinador seguirá resolviendo la programación de los fines de semana y festivos el día hábil inmediatamente anterior y el CDC seguirá enfrentando las desviaciones en el SEN conforme a los criterios técnicos y económicos indicados en la programación.</p>
10	Pelicano Solar Company	5	5.3	<p>Presión Competitiva.</p> <p>Es posible definir escenarios realistas y posibles de ocurrir en plazos razonablemente cercanos donde plantas de energía solar oferten SSCC a precios menores que el CMG proyectado (y distinto de cero). En este caso, la oferta de SSCC actúa como una cobertura contra precio cero.</p> <p>Ejemplo: Unidades solares con AGC se posicionan para ofrecer CSF+ a precio < CMG, para (i) desplazar unidades operando a MT + CSF+ (obligándolas a 'doble turno' de partida en caliente); (ii) mitigando riesgo vertimiento (CMG=0) que puede representar un costo / oportunidad perdida en un PPA y (iii) manteniendo una señal de precio por mérito CMG>0, representando un menor costo de despacho que opciones alternativas.</p> <p>Esta argumentación se contrapone a la realizada por el Coordinador que asume que no es posible generar presión competitiva a partir de plantas solares (pág. 39 del Informe de SSCC 2020 Modificado). Solicitamos que el Coordinador amplíe su análisis de casos y lo incluya en el Reporte.</p>	<p>En el Informe se indica por qué, en términos generales, las centrales ERV no ejercerían presión competitiva, ya que si bien podrían limitar las rentas a las que podrían acceder las centrales térmicas, no presionan a que oferten precios competitivos.</p> <p>Los escenarios que se mencionan se internalizan en la co-optimización y en las estimaciones de costo marginal esperado de los agentes. En cualquier caso, el análisis y las conclusiones del informe no se basan en particularidades, por lo que no se cambiará lo expresado en el Informe.</p>
11	Pelicano Solar Company	ANEXO CPF+BESS		<p>Aclaración de Status de Servicio de ANG1&2, CCR1&2, IEM, Hornitos, Andina + BESS (en todos los casos)</p> <p>En el Anexo se señala que: "Unidad será considerada para el Servicio Complementario de CF - CPF una vez verifique la calidad de señales enviadas por su equipo registrador."</p>	<p>Las instalaciones indicadas están en condiciones de prestar el SC de CPF y esto es considerado en la programación y en la OTR. No obstante se encuentran en un proceso de integrar medidores de potencia frecuencia al software que permite la evaluación de su</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones															
				Se solicita aclaración de la disponibilidad para ofrecer CPF de estas unidades.	desempeño.															
12	Pelicano Solar Company	General		<p>Desempeño de Comunicaciones – AGC.</p> <p>Es crítico contar con evidencia del desempeño de los enlaces de comunicaciones de las unidades que participan en el AGC. A modo de ejemplo mostramos datos de disponibilidad SITR Junio para algunas unidades conectadas al AGC las que están para ese servicio SITR de comunicaciones muy por debajo del valor requerido 99.5%.</p> <p>Cuál es el desempeño de los enlaces AGC de las unidades conectadas al AGC?</p> <table border="1"> <tr> <td>ELECTRICA CAMPICHE</td> <td>17</td> <td>87,32</td> </tr> <tr> <td>ELECTRICA VENTANAS</td> <td>48</td> <td>87,18</td> </tr> <tr> <td>COCHRANE</td> <td>244</td> <td>95,51</td> </tr> <tr> <td>TAMAKAYA ENERGIA</td> <td>198</td> <td>97,20</td> </tr> <tr> <td>ANGAMOS</td> <td>213</td> <td>97,78</td> </tr> </table>	ELECTRICA CAMPICHE	17	87,32	ELECTRICA VENTANAS	48	87,18	COCHRANE	244	95,51	TAMAKAYA ENERGIA	198	97,20	ANGAMOS	213	97,78	<p>Actualmente no todas las instalaciones integradas al AGC cuentan con duplicidad de enlace. La exigencia de enlace redundante y disponibilidad de 99.95% se estableció en el ISSCC2020 en el marco del nuevo régimen. Esto será regularizado en la medida que se desarrolle el proceso de verificación respectivo durante el año 2021.</p> <p>Cabe destacar que el artículo 6-4 de la NT SSCC establece que mientras se realiza el proceso de verificación, las instalaciones se considerarán verificadas con los recursos técnicos disponibles informados fundadamente al Coordinador.</p>
ELECTRICA CAMPICHE	17	87,32																		
ELECTRICA VENTANAS	48	87,18																		
COCHRANE	244	95,51																		
TAMAKAYA ENERGIA	198	97,20																		
ANGAMOS	213	97,78																		
13	Colbún	5	General	<p>El Coordinador menciona en este capítulo que hay posibles cambios que pueden hacerse sobre el diseño de las subastas para disminuir los riesgos de los oferentes y con ello aumentar la competencia. Sin embargo, en vez de realizar cambios para lograr ese objetivo, éste decide eliminar las subastas. Solicitamos indicar fundadamente por qué no es posible agotar todas las instancias que la ley y el reglamento de SSCC indica antes de proponer el mecanismo de materialización propuesto en el informe.</p> <p>Al descartar la existencia de condiciones estructurales de competencia para los SSCC, no se explicita por qué las fallas de mercado que supuestamente existirían para el Coordinador no podrían ser subsanadas mediante una subasta eficientemente diseñada.</p>	<p>No es posible mejorar las condiciones de competencia, entre otros por medio de disminuir el riesgo de los oferentes, por cuanto se requieren cambios significativos al reglamento y norma técnica de SSCC. En particular, y solo a modo de ejemplo: los costos de oportunidad, fuente importante de riesgo por parte de los oferentes, no puede ser modificado por las bases administrativas de las subastas de SSCC.</p>															
14	Colbún	5	General	<p>En el análisis de los resultados de las subastas de enero a julio de 2020 no se consideró que el periodo entre abril y junio fue el más seco de toda la estadística, como se puede</p>	<p>Las condiciones estructurales de competencia determinadas a través de la metodología de rentas pivótales consideran la componente hidrológica, en</p>															

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p>observar en la misma web del Coordinador</p>  <p>https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/informacion-condicion-hidrologica/</p> <p>Solicitamos considerar esta condición y las modificaciones posteriores al 31.07.2020, sobre la condición hidrológica observada, al momento de efectuar los análisis presentados.</p>	<p>particular, se consideran diferentes condiciones hidrológicas (muy secas 95% y húmedas 20% de probabilidad de excedencia) de manera de tener una visión robusta de las condiciones de competencia.</p> <p>Por su parte, los Casos Bases (análisis conductual) permiten contar con la evolución de un benchmark competitivo a efectos de evaluar el comportamiento de las subastas oficiales. En este sentido los Casos Base consideran condiciones reales de operación ocurridas en cada mes, por lo tanto, están intrínsecamente consideradas las diferentes condiciones hidrológicas que se dieron en la realidad.</p> <p>Por tanto, se encuentra internalizado en el análisis y monitoreo de los casos base, las condiciones hidrológicas propias de cada período de estudio.</p>
15	Colbún	5	5	<p>En las páginas 53, 54 y 62 se hace referencia a ofertas que ha realizado Enel, Engie y Colbún, entre otros durante todo el periodo de análisis. Cabe destacar que esta información es confidencial en al menos 3 meses anteriores a la emisión de este informe, todo esto estaría en incumplimiento con el Artículo 34 del Reglamento de Servicios Complementarios.</p> <p>Las citas específicas son:</p> <p>Pág 53: “(...) el número de unidades con las cuales se han presentado ofertas ha disminuido consistentemente a partir de abril, siendo Enel constantemente el conglomerado que ha ofertado con mayores unidades durante todo el periodo, seguido por Colbún y Engie.”</p> <p>Pág 54: “En general son las mismas unidades las que ofertan tanto para servicios de subida como para los de bajada, habiendo disminuido su participación Colbún y Enel en mayo y junio (...)”</p>	<p>Este Coordinador ha cumplido, en particular, lo señalado en el Art. 35 del Reglamento y el artículo 2-18 de la NT de SSCC. No se está haciendo referencia a algún valor específico de las ofertas, ya sea precio, cantidad ofertada o bien unidades que han realizado ofertas. Solo se han descrito, de manera agregada, comportamientos observados por las empresas que han participado y que, creemos, son necesarias para el entendimiento del mercado en estos meses. En cualquier caso, para evitar confusiones posteriores se eliminaron las referencias directas a las empresas.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				Pág 62: "(...) se puede apreciar que Colbún comenzó a ofertar sólo con dos unidades a partir de abril en CTF+, sucediendo lo mismo a partir de mayo con el servicio de bajada, mientras que el número de unidades con las que oferta el resto de los conglomerados pertenece relativamente estable. "	
16	Colbún	3	1	La Tabla 3-2 debe indicar que el tiempo total de activación del CTF es de 15 minutos.	La tabla 3-2 corresponde a la definida en el Informe de SSCC vigente. Lo indicado se encuentra descrito en el punto 3.1.4 del Informe de SSCC.
17	Colbún	Anexo 9	Anexo 9	Se solicita la publicación de todos los antecedentes asociados a la determinación de los casos base según el artículo 25 del Reglamento de SSCC, que en el informe se les denomina Caso 1 y Caso 2. En el caso que hayan sido elaborados con los modelos PLP y Plexos, se solicita la publicación de los archivos de entrada y salida para dichos modelos, en los mismos términos que actualmente se publican los archivos de entrada y salida para el proceso de programación de la operación.	Se publicarán las bases de cálculo de los Casos 1 y 2.
18	Acciona	Informe Completo		Se debe tener presente, que actualmente el Informe de Servicios Complementarios año 2021 se encuentra en Discrepancia con los mismos argumentos asociados la no existencia de competencia en los servicios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia. Por lo tanto, mientras el Panel de Expertos no se pronuncie dichos tipos de controles deben permanecer sin alteración al régimen actual de subastas.	El informe sujeto a observaciones es la actualización del Informe de Servicios Complementarios 2020, el cual es independiente de la versión 2021 que está en discrepancia. Una vez publicada la versión definitiva del Informe 2020, el Coordinador está obligado a modificar los mecanismos de asignación correspondientes, disponiendo la instrucción directa de aquellos SSCC donde se ha determinado que no existen condiciones de competencia.

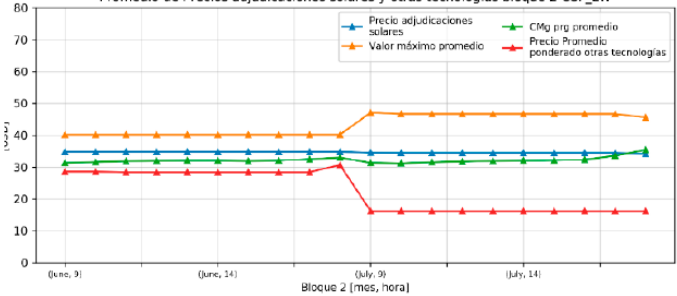
N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
19	Acciona	5	5.3	Se considera que para que un Coordinado pueda internalizar correctamente el costo de oportunidad en los precios de las subastas, es necesario primeramente que se mejore la Programación de la Operación del Coordinador. Ya que el actual modelo no resuelve correctamente el problema de optimización del sistema que internaliza todos los costos del sistema (Costos Variables, Costos de Falla, Valorización del agua, Costos de encendido y apagado, Ofertas de SSCC, Mínimos Técnicos, entre otros). Lo anterior, se debe principalmente que el modelo actual entrega proyecciones de costos marginales horarios que difieren en gran medida de la operación real y aumentan la prima de riesgo en las ofertas de las subastas. Asimismo, cabe mencionar que nuestro sistema de optimización difiere enormemente de un sistema que calcula correctamente el dual del problema de optimización puesto que el cálculo de Costo Marginal es de forma administrativa y no la que calcula el dual del problema de optimización. Por lo tanto, se requiere primero mejorar el mercado de energía y no distorsionar el mercado actual de Servicios Complementarios.	<p>Para la estimación de los costos de oportunidad de los casos base se utilizaron las estadísticas promedio de las desviaciones de costos marginales reales vs costos marginales programados, aplicando además una prima adicional por riesgo.</p> <p>Adicionalmente, el modelo de co-optimización utilizado actualmente por el Coordinador cuenta con un alto detalle en el modelamiento del SEN, lo cual permite que la programación sea segura y eficiente, conforme a las características y restricciones técnicas de las instalaciones del SEN.</p> <p>Lo que se menciona, respecto de los riesgos asociados a la incertidumbre que enfrenta el Coordinado al momento de realizar su oferta es materia de una valorización privada de cada participante del mercado y de las modificaciones normativas y del esquema de subastas existente a la fecha.</p>
20	Acciona	5	5.6.1	No se comparte la opinión del Coordinador con respecto a que el Servicio Complementario de Control Terciario de Frecuencia de Bajada pase a un mecanismo de Instrucción Directa, ya que el elevado número de Conglomerados que pueden participar de este servicio (29) se ajusta a las características de un mercado competitivo (Competencia). Además, se debe considerar que es un servicio con gran parte de Conglomerados que antes de enero 2020 no estaban habilitados para participar en Control de Frecuencia, por lo que, gran parte de ellos hasta el momento no han participado de las subastas por desconocimiento del mercado o porque aún están evaluando una estrategia óptima para participar del servicio (Información). Por último, los precios de adjudicación se encuentran por debajo de los precios techos que el propio CEN calcula por lo cual para determinar correctamente la competencia no es la falta de oferentes sino la forma de subastas que se realiza.	<p>Para el servicio de CTF, se considera que si bien puede existir un elevado número de conglomerados, no existen las condiciones de competencia suficientes para establecer un mecanismo de subastas para asignación de estas reservas. Lo anterior por cuanto no solo resulta necesario considerar el número de participantes, sino la interacción estratégica entre estos y además el diseño de las subastas entre otras condiciones. Para lo anterior, el Coordinador se encuentra trabajando con la CNE y el Ministerio para mejorar el diseño de subastas con miras a volver a asignar de forma competitiva este servicio. Finalmente, cabe destacar que los valores máximos o precios techos que calcula el CEN no corresponden a un <i>benchmark</i> competitivo razón por la cual se desarrollaron los casos base para monitorear el mercado de SSCC.</p>
21	Acciona	Informe Completo		Por lo expuesto anteriormente, Acciona no concuerda con lo expuesto por el CEN de suspender las subastas del Control Secundario y Terciario de Frecuencia. En consecuencia,	No es posible acceder a lo solicitado.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p>Acciona requiere que se mantengan por el periodo que queda del año 2020 las ofertas de estos servicios.</p>	
22	Enel Generación Chile	5	5.7	<p>Dentro de esta sección del informe se presenta una actualización del análisis de Condiciones de Competencia, en particular se muestra un análisis de los resultados reales obtenidos de enero a julio 2020 haciéndose cargo de lo señalado por el artículo 25 del reglamento de SSCC respecto del monitoreo del mercado.</p> <p>Se presenta un análisis de precios de las ofertas de subastas de CSF y CTF y se destaca el incremento significativo de precios a partir de marzo. Para explicar esta alza se analizaron variables como diferencia entre el CMG reales y el programado, conglomerados participantes, unidades oferentes, activaciones del factor FPS y comparación con caso base definido por Coordinador. En función de estos análisis el Coordinador concluye que constató un cambio en las condiciones de mercado y deberá modificar el mecanismo de provisión de estos servicios. La modificación considerada corresponde a que sean entregados por instrucción directa.</p> <p>Se observa que la decisión de cambio a instrucción directa es prematura pues conforme a lo indicado por el artículo 72-7° de la LGSE <i>“de manera excepcional y solo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, se podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa”</i>. Lo anterior tiene sustento en la necesidad de desarrollar un mercado que incentive el desarrollo de equipamiento y/o transformación del equipamiento existente, para la ampliación de la oferta de estos servicios. Incentivo que evidentemente no existe bajo la provisión de estos servicios por instrucción directa.</p> <p>En este caso se tiene que el Coordinador como primera medida aplica el cierre del mercado durante año 2020 sin terminar de explicar a qué se debe el alza de precios detectada y sin explorar otras instancias posibles de solución.</p> <p>Como análisis para explicar variación de precios se solicita incorporar también análisis sobre a qué se debió el alza que se ha tenido en los servicios entregados por asignación directa, evaluar también si los precios máximos permiten cubrir costos de entregar un cierto servicio, y por último</p>	<p>Se tiene que considerar de forma sistémica lo señalado por LGSE, Reglamento y NT de SSCC. Concordamos en que esta medida es de carácter excepcional pero se encuentra fundada en los análisis realizados por el Coordinador y en atención a que las eventuales soluciones a implementar requieren de cambios normativos por parte de la Autoridad Sectorial.</p> <p>En cuanto a las medidas propuestas por el Coordinador, se encuentran en desarrollo y serán informadas en su oportunidad</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p>cuanto habría sido la diferencia en costo si los servicios de CSF y CTF hubieran sido pagados por instrucción directa.</p> <p>Se solicita incorporar propuestas de mejora y fomento del mercado de servicios complementarios. Ejemplo de algunas fueron planteadas en artículo “Mercado de Servicios Complementarios en Chile” escrito por académicos de la Pontificia universidad Católica, Universidad de Chile [https://www.revistaei.cl/wp-content/uploads/2020/08/Lea-el-documento-completo-ac%C3%A1.pdf]</p> <p>Se señalan a continuación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Entrega de información, realización de talleres y ejercicios de simulación para los potenciales nuevos agentes, lo que facilita que la oferta habilitada participe efectivamente en los mercados. • Reducir barreras en procesos de habilitación y certificación a potenciales interesados. • Fomentar la participación de la demanda como proveedor de SSCC. • Mejora en procesos operacionales del CEN en términos de definición de bloques, despachos del día anterior y en tiempo real. • Mejora en los procesos y ejecución del monitoreo de mercado de corto plazo con posibilidad de penalizar y sancionar posibles comportamientos estratégicos; o tomar medidas frente a condiciones operacionales como ajustar precios máximos en días críticos, poner límites a ofertas claves, etc. Conjunto de medidas que entreguen mayor control que solamente disponer de actualizaciones del Informe de SSCC, que puede tomar meses, entregando la señal de cerrar por completo el mercado por un largo período. • Ajuste de parámetros, como los precios máximos, en función de un análisis de los resultados lo cual permitiría, por ejemplo, en un período de transición definido (e.g., primer año del mercado) emular precios cercanos a niveles competitivos sin la necesidad de cerrar el mercado. • Implementación de contratos de mediano y largo plazo como complemento a los mercados de corto plazo. 	

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones																
				Respecto de acciones a implementar como modificaciones al proceso de subastas o el termino de estas se solicita incorporar análisis del impacto que estas decisiones causarán en el mercado de los servicios complementarios en el corto y largo plazo.																	
23	Enel Generación Chile	Anexo 9	Caso 1 y Caso 2	Se solicita entregar los antecedentes de respaldo asociados a simulaciones de Caso 1 y 2	Ver respuesta a consulta N°17.																
24	Enel Generación Chile	Anexo 1	E	<p>Respecto de costos de inversión de BESS presentados en tabla 8-5, se indica que estos provienen del estudio de costos de SSCC.</p> <p>Tabla 8-5 Costos Inversión, Verificación y mantenimiento equipos BESS (Estudio de Costos).</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Instalaciones</th> <th>Inversión [kUSD]</th> <th>Mantenimiento Anual [kUSD]</th> <th>Verificación [kUSD]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>BESS=2MW</td> <td>\$2.435.781</td> <td>\$24.937</td> <td>\$27.588</td> </tr> <tr> <td>BESS=12,8MW</td> <td>\$11.478.998</td> <td>\$117.894</td> <td>\$27.588</td> </tr> <tr> <td>BESS=20MW</td> <td>\$19.229.513</td> <td>\$252.713</td> <td>\$27.588</td> </tr> </tbody> </table> <p>Se observa que los BESS cotizados en el estudio de costos tienen características que no se apegan a los requerimientos actuales de CPF o CSF, ya que por ejemplo la batería cotizada de 20MW en estudio de costos es de 20MWh, luego su capacidad de almacenamiento estaría sobredimensionada puesto que en CPF solo se requiere que entregue su reserva por 5 minutos y en CSF por 15 minutos.</p> <p>Se solicita actualizar las cotizaciones apegándose a los requerimientos actuales de los servicios y actualizar evaluación en función de nuevos costos de inversión.</p>	Instalaciones	Inversión [kUSD]	Mantenimiento Anual [kUSD]	Verificación [kUSD]	BESS=2MW	\$2.435.781	\$24.937	\$27.588	BESS=12,8MW	\$11.478.998	\$117.894	\$27.588	BESS=20MW	\$19.229.513	\$252.713	\$27.588	<p>Los costos utilizados para la valorización de los equipos BESS corresponden al indicado en el Estudio de Costos vigente.</p> <p>Cabe destacar que actualmente, nos encontramos en proceso de actualizar dicha evaluación considerando la definición de CPF especificada en el Informe de SSCC 2021, donde su valor es función de la demanda y la inercia. En dicha evaluación se considerará tanto el Estudio de Costos vigente como la información recibida de los Coordinados.</p> <p>Una vez finalizada la evaluación mencionada, ésta será publicada en el contexto de la actualización del Informe de SSCC 2021.</p>
Instalaciones	Inversión [kUSD]	Mantenimiento Anual [kUSD]	Verificación [kUSD]																		
BESS=2MW	\$2.435.781	\$24.937	\$27.588																		
BESS=12,8MW	\$11.478.998	\$117.894	\$27.588																		
BESS=20MW	\$19.229.513	\$252.713	\$27.588																		
25	Luz del Norte SpA	5	5.1	<p>Se hace mención explícita a la necesidad de <i>“realizar un análisis prospectivo y dinámico para analizar, entre otras cosas, la posibilidad de que después de materializada la determinación pueda producirse la entrada de nuevos competidores, en un tiempo y con un tamaño suficiente para generar presión competitiva y la existencia o no de competencia efectiva entre los distintos agentes del mercado”</i></p> <p>Al respecto, solicitamos al Coordinador indicar el tipo de análisis prospectivo y dinámico que ha realizado, así como sus resultados.</p> <p>En caso de no haberse realizado solicitamos realizar dicho análisis incluyendo:</p>	<p>Si se considera el Reglamento de SSCC de forma sistémica da cuenta de lo señalado por el Coordinador en su informe en el sentido que no es posible realizar modificaciones al diseño de subastas, en el marco regulatorio actual.</p> <p>Lo anterior sin perjuicio de las gestiones que el Coordinador está realizando para mejorar las condiciones de competencia en el mercado de SSCC.</p>																

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<ul style="list-style-type: none"> El impacto en atracción de potenciales oferentes de tecnologías solares y eólicas por la entrada de Luz del Norte (solar) y Punta Sierra (eólico) al mercado de Control Secundario de Frecuencia. El impacto en atracción de potenciales oferentes solares y eólicos debido a la aplicación de medidas correctivas del diseño como por ejemplo la reducción de los bloques horarios, tal como fue señalado por Luz del Norte y la Comisión Nacional de Energía mediante cartas LDN 2720 (CARTA48942-20) y CNE OF. ORD. N°570/2020 	
26	Luz del Norte SpA	5	5.1	<p>El Coordinador declara: <i>“Si bien en los próximos años se espera un aumento en el parque generador ERV, no se espera un aumento significativo para el próximo año de la oferta de SSCC ya sea por nuevas centrales o bien alguna de las tecnologías ya descritas.”</i></p> <p>Considerando la reciente incorporación de Luz del Norte y Punta Sierra para la provisión de SSCC, ambas ERV, y que la mayoría de los proyectos en construcción son solares y eólicos, solicitamos fundamentar la razón por la cual se espera que más centrales solares y eólicas no se traduzcan en mayor oferta de SSCC. De no existir fundamentos solicitamos la eliminación de dicho párrafo.</p>	Se eliminó la frase mencionada.
27	Luz del Norte SpA	5	5.3	<p>El Coordinador señala: <i>“Lo anterior también puede ser observado en la práctica con las adjudicaciones observadas de centrales solares para los servicios de bajada, donde se observa que sus precios adjudicados en general se encuentran por sobre el costo marginal, mientras que las ofertas de las térmicas por debajo.”</i></p> <p>Posteriormente presenta la Figura 7:</p>	<p>Se modifica el informe, corrigiendo tanto la Figura 7 como la Figura 8, considerando además las observaciones i) a iii). Las conclusiones sobre el efecto de las centrales con costo variable cero sigue siendo la misma y se ilustra de igual manera en el nuevo gráfico.</p> <p>La adjudicación de las centrales que prestan servicios de reserva se realiza mediante el proceso de co-optimización de energías y reservas. Considerando esto, no es posible realizar un cambio en la adjudicación de reserva por inspección como se realiza en la consulta, sin evaluar los efectos en el despacho de energía.</p> <p>Respecto de la observación iv), sobre la aplicación de la NT GNL y NT SSCC, al respecto señalamos que no existen restricciones para la participación de unidades GNL en el mercado de SSCC.</p> <p>En cuanto al análisis de las ofertas de la central Kelar,</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
				<p style="text-align: center;">Promedio de Precios adjudicaciones solares y otras tecnologías bloque 2 CSF_LW</p>  <p>Al respecto, solicitamos: i) corregir/aclarar a cuál central solar se refieren, ii) revisar/corregir las fechas de adjudicación presentes en el gráfico, iii) desagregar las adjudicaciones de las centrales convencionales y iv) aclarar la forma de aplicación de la NT GNL vs NT SSCC para la unidad Kelar.</p> <p>Considerar la siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> Luz del Norte participó por primera vez en el mecanismo de subastas para el CSF- el día 24 de junio de 2019 y entendemos que es la primera central fotovoltaica a nivel mundial, por lo tanto, si el gráfico se refiere a Luz del Norte no pueden existir adjudicaciones previas a esta fecha. La Figura 7 muestra un sesgo en contra de la tecnología solar, por ejemplo, el día 14 de julio el resultado del bloque 2 para CSF- fue el siguiente: <table border="1" data-bbox="724 1096 1354 1404"> <thead> <tr> <th colspan="13">martes, 14 de julio de 2020</th> </tr> <tr> <th colspan="13">ADJUDICACIÓN DE RESERVAS PARA CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA DE BAJADA</th> </tr> <tr> <th>CONFIGURACIÓN</th> <th>VALOR</th> <th>8</th> <th>9</th> <th>10</th> <th>11</th> <th>12</th> <th>13</th> <th>14</th> <th>15</th> <th>16</th> <th>17</th> <th>18</th> <th>Promedio</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL_A</td> <td>MW</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> </tr> <tr> <td>CELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL_A</td> <td>USD/MW</td> <td>0,1</td> <td>0,1</td> <td>0,1</td> <td>0,1</td> <td>0,1</td> <td>0,1</td> <td>0,1</td> <td>0,1</td> <td>0,1</td> <td>0,1</td> <td>0,1</td> <td>0,1</td> </tr> <tr> <td>MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_A</td> <td>MW</td> <td>15</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_A</td> <td>USD/MW</td> <td>40,3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>40,3</td> </tr> <tr> <td>GUACOLDA-1_CAR</td> <td>MW</td> <td>7,5</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>GUACOLDA-1_CAR</td> <td>USD/MW</td> <td>36,26</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>36,26</td> </tr> <tr> <td>GUACOLDA-2_CAR</td> <td>MW</td> <td>7,5</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>GUACOLDA-2_CAR</td> <td>USD/MW</td> <td>29,18</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>29,18</td> </tr> <tr> <td>GUACOLDA-3_CAR</td> <td>MW</td> <td>7,5</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>GUACOLDA-3_CAR</td> <td>USD/MW</td> <td>38,21</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>38,21</td> </tr> <tr> <td>GUACOLDA-4_CAR</td> <td>MW</td> <td>7,5</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>GUACOLDA-4_CAR</td> <td>USD/MW</td> <td>36,7</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>36,7</td> </tr> <tr> <td>GUACOLDA-5_CAR</td> <td>MW</td> <td>7,5</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>GUACOLDA-5_CAR</td> <td>USD/MW</td> <td>30,02</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>30,02</td> </tr> <tr> <td>SANISIDRO-1_TG1+TV1_GNL_E</td> <td>MW</td> <td>12,5</td> <td>12,5</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>SANISIDRO-1_TG1+TV1_GNL_E</td> <td>USD/MW</td> <td>49,25</td> <td>49,25</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>49,25</td> </tr> <tr> <td>SANISIDRO-2_TG1+TV1_GNL_E</td> <td>MW</td> <td>30</td> <td>30</td> <td>25</td> <td>25</td> <td>25,7</td> <td>25</td> <td>25</td> <td>25</td> <td>25</td> <td>25</td> <td></td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>SANISIDRO-2_TG1+TV1_GNL_E</td> <td>USD/MW</td> <td>27,01</td> <td>48,15</td> <td>48,15</td> <td>48,15</td> <td>48,15</td> <td>48,15</td> <td>48,15</td> <td>48,15</td> <td>48,15</td> <td>48,15</td> <td>48,15</td> <td>46,22818182</td> </tr> <tr> <td>PFV-LUZDELNORTE</td> <td>MW</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>PFV-LUZDELNORTE</td> <td>USD/MW</td> <td>36</td> <td>36</td> <td>36</td> <td>36</td> <td>36</td> <td>36</td> <td>36</td> <td>36</td> <td>36</td> <td>36</td> <td>36</td> <td>36</td> </tr> <tr> <td>CANUTILLAR-2</td> <td>MW</td> <td></td> <td></td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>38,8</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> <td>37,5</td> </tr> <tr> <td>CANUTILLAR-2</td> <td>USD/MW</td> <td></td> <td></td> <td>44,7</td> <td>44,7</td> <td>44,7</td> <td>44,7</td> <td>44,7</td> <td>44,7</td> <td>44,7</td> <td>44,7</td> <td>44,7</td> <td>44,7</td> </tr> </tbody> </table> <p>Es decir, contrario a lo que señala el Coordinador, existen</p>	martes, 14 de julio de 2020													ADJUDICACIÓN DE RESERVAS PARA CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA DE BAJADA													CONFIGURACIÓN	VALOR	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	Promedio	CELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL_A	MW	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	CELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL_A	USD/MW	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_A	MW	15												MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_A	USD/MW	40,3											40,3	GUACOLDA-1_CAR	MW	7,5												GUACOLDA-1_CAR	USD/MW	36,26											36,26	GUACOLDA-2_CAR	MW	7,5												GUACOLDA-2_CAR	USD/MW	29,18											29,18	GUACOLDA-3_CAR	MW	7,5												GUACOLDA-3_CAR	USD/MW	38,21											38,21	GUACOLDA-4_CAR	MW	7,5												GUACOLDA-4_CAR	USD/MW	36,7											36,7	GUACOLDA-5_CAR	MW	7,5												GUACOLDA-5_CAR	USD/MW	30,02											30,02	SANISIDRO-1_TG1+TV1_GNL_E	MW	12,5	12,5										40	SANISIDRO-1_TG1+TV1_GNL_E	USD/MW	49,25	49,25										49,25	SANISIDRO-2_TG1+TV1_GNL_E	MW	30	30	25	25	25,7	25	25	25	25	25		30	SANISIDRO-2_TG1+TV1_GNL_E	USD/MW	27,01	48,15	48,15	48,15	48,15	48,15	48,15	48,15	48,15	48,15	48,15	46,22818182	PFV-LUZDELNORTE	MW	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	PFV-LUZDELNORTE	USD/MW	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	CANUTILLAR-2	MW			37,5	37,5	38,8	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	CANUTILLAR-2	USD/MW			44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	<p>escapa el alcance del informe.</p>
martes, 14 de julio de 2020																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
ADJUDICACIÓN DE RESERVAS PARA CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA DE BAJADA																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
CONFIGURACIÓN	VALOR	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	Promedio																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
CELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL_A	MW	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
CELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL_A	USD/MW	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_A	MW	15																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_A	USD/MW	40,3											40,3																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
GUACOLDA-1_CAR	MW	7,5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
GUACOLDA-1_CAR	USD/MW	36,26											36,26																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
GUACOLDA-2_CAR	MW	7,5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
GUACOLDA-2_CAR	USD/MW	29,18											29,18																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
GUACOLDA-3_CAR	MW	7,5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
GUACOLDA-3_CAR	USD/MW	38,21											38,21																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
GUACOLDA-4_CAR	MW	7,5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
GUACOLDA-4_CAR	USD/MW	36,7											36,7																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
GUACOLDA-5_CAR	MW	7,5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
GUACOLDA-5_CAR	USD/MW	30,02											30,02																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
SANISIDRO-1_TG1+TV1_GNL_E	MW	12,5	12,5										40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
SANISIDRO-1_TG1+TV1_GNL_E	USD/MW	49,25	49,25										49,25																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
SANISIDRO-2_TG1+TV1_GNL_E	MW	30	30	25	25	25,7	25	25	25	25	25		30																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
SANISIDRO-2_TG1+TV1_GNL_E	USD/MW	27,01	48,15	48,15	48,15	48,15	48,15	48,15	48,15	48,15	48,15	48,15	46,22818182																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
PFV-LUZDELNORTE	MW	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
PFV-LUZDELNORTE	USD/MW	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
CANUTILLAR-2	MW			37,5	37,5	38,8	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
CANUTILLAR-2	USD/MW			44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p>varias ofertas adjudicadas a valores mayores al costo marginal, y mayores a la oferta de Luz el Norte, provenientes de centrales convencionales, entre ellas Mejillones, Guacolda 1, Guacolda 3, Guacolda 4, San Isidro 1, San Isidro 2 (todas térmicas) y Canutillar 2 (hidroeléctrica). De hecho, tan sólo Guacolda 2, Guacolda 5 y Kelar ofertaron con valores inferiores a Luz del Norte.</p> <p>Además, se observa que la oferta de Kelar a 0.1 USD distorsiona el resultado de un promedio sobre las tecnologías convencionales.</p> <p>En definitiva, para un correcta lectura del mercado se hace necesario desagregar para cada día los valores adjudicados a cada central convencional vs la única central solar (Luz del Norte).</p> <ul style="list-style-type: none"> La oferta de la unidad Kelar no parece obedecer al costo de oportunidad real de la provisión de dicho servicio complementario si se repite el ejercicio simplificado de las tablas 5-2 y 5-3. 	
28	Luz del Norte SpA	5	5.3	<p>El Coordinador declara y resalta: “no existen incentivos para que una central ERV oferte valores menores al costo marginal esperado, por lo que las centrales tradicionales podrían descontar de su análisis de potenciales competidores a dicho tipo de centrales. A su vez, las centrales de tecnologías tradicionales tendrían incentivos para fijar un precio relativamente alto, al tratar de estimar no solo la oferta de la unidad adjudicada más alta, sino que también al tratar de capturar como rentas las asimetrías de costos existentes entre diferentes participantes, lo que se refleja en los gráficos previos con valores promedios ligeramente inferiores al costo marginal esperado para las ofertas adjudicadas de tecnologías diferentes a las solares, o ERV en general.”</p> <p>Al respecto, y habiendo aclarado que se debe corregir el gráfico por no reflejar la realidad de las ofertas de las centrales convencionales, solicitamos fundamentar la declaración de inexistencia de incentivos de una central ERV para proveer servicios complementarios a valores inferiores al costo marginal, teniendo en consideración que el costo nivelado de la energía solar fotovoltaica actual es inferior al costo marginal promedio. De no existir fundamentos solicitamos la eliminación de dicho párrafo.</p>	Ver respuesta 26 y 27. El análisis del Coordinador se refiere a condiciones generales en las cuales pueden ofertar centrales ERNC y la variable relevante a analizar es el costo de oportunidad y no el costo nivelado de energía, el cual es un indicador de orden comercial y privado de las empresas.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
29	Luz del Norte SpA	5	5.4	Solicitamos actualizar la tabla 5-4 agregando al Parque Eólico Punta Sierra como proveedor del CSF.	El informe fue elaborado con la información disponible al 31 de julio, por lo que la inclusión de aquel parque eólico no modificaría las conclusiones, en vista de que el análisis de casos base compara lo que sucedió en la realidad con un contrafactual de un <i>benchmark</i> competitivo bajo las mismas condiciones, solo que empleando todo el parque habilitado a la fecha de realización de las simulaciones. Estos antecedentes se actualizan en los Anexos del ISSCC
30	Luz del Norte SpA	5	5.5 y 5.5.1	El Coordinador señala: <i>“Desde la implementación del sistema de subastas, todos los servicios subastados, en un grado u otro, han sufrido alzas de precios significativas. A continuación, se presenta la evolución de los precios de los servicios de CSF.”</i> Al respecto, y considerando que la implementación del sistema de subastas coincidió con un cambio en la norma técnica respecto de la forma de provisión del Control Primario de Frecuencia (CPF), solicitamos al Coordinador determinar el impacto en la oferta de CSF y CTF por el cambio normativo relacionado con la obligación de proveer CPF+ y CPF- en forma simultánea. Solicitamos incluir en dicho análisis una estimación de los precios adjudicados para CSF o cantidad de oferentes adicionales si el sistema hubiese permitido la provisión de CPF en forma no simétrica, es decir, CPF+ independiente de CPF-, tal como se hizo en los años previos. Adicionalmente, solicitamos fundamentar la pertinencia de solicitar un cambio a la norma de SSCC para independizar la provisión de CPF+ del CPF- y, en el marco de su obligación de realizar un análisis prospectivo y dinámico, solicitamos determinar el impacto que dicho cambio tendría en los precios futuros de las ofertas.	El Coordinador se encuentra preparando el Informe Propuesta de SSCC, el que se espera sea enviado a la CNE durante el primer trimestre del año 2021. En dicha propuesta se abordará el tema descrito.
30	Luz del Norte SpA	5	5.5.1	El Coordinador señala: <i>“Como se observa en las figuras siguientes, el CSF por sub y sobre frecuencia muestran un incremento significativo de precios a partir de marzo, contrastando esto con niveles ostensiblemente con los observados en enero y febrero.”</i> Luego señala y remarca: <i>“En resumen, ni los cambios en el costo marginal ni la dispersión explicarían los precios</i>	Ver respuesta N°3.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p>observados en mayo y meses posteriores.”</p> <p>Posteriormente concluye: <i>“En suma, la evidencia sobre la evolución de precios muestra que ha existido un cambio de conducta claro en los agentes económicos a partir de marzo, lo que ha derivado en la activación constante de la modificación del factor FPS que ajusta los valores de los precios máximos. Esto por sí mismo constituye un indicio de cambio en las condiciones de competencia del Mercado”</i></p> <p>Al respecto, considerando que dicho “incremento significativo de precios” no tiene una justificación en las condiciones sistémicas sino que más bien se debe a un cambio de conducta, y considerando la obligación que tiene el Coordinador de realizar un monitoreo permanente de las condiciones de competencia del mercado, solicitamos que se indiquen las medidas implementadas para corregir este cambio de conducta.</p> <p>De no haberse implementados medidas solicitamos al Coordinador incorporar en el Informe medidas para corregir dicho cambio de conducta.</p>	
31	Luz del Norte SpA	5	5.5.2	<p>Considerando que Luz del Norte entregó CSF- durante 24 días durante el mes de agosto y además aumentó la cantidad de reserva que puede proveer a más de 80 MW en agosto, solicitamos hacer nuevamente los gráficos 29 y 31 incluyendo el mes de agosto.</p> <p>Solicitamos eliminar los párrafos:</p> <p><i>“La alternativa a la materialización de los SSCC mediante subastas correspondería a la instrucción directa, donde los costos de oportunidad se remuneran expost, los sobre costos son remunerados y los costos directos, como wear and tear, son remunerados según un estudio de costos.”</i></p> <p><i>“Este escenario de asignación directa sería equivalente a un esquema de Pay as Bid con información perfecta y sin bid shading, ya que se remunerarían los costos de oportunidad basados en los costos marginales reales, los cuales, bajo la premisa de información perfecta, podrían ser predichos de manera exacta por los agentes económicos. Con tal de determinar los costos asociados a dicho esquema, se emplean los resultados del Caso 1, donde además de asumir información perfecta, los sobre costos son distribuidos de manera simétrica entre todos los servicios, al no ser posible</i></p>	<p>Los gráficos 29 y 31 corresponden a los casos Base para los meses señalados, incluyendo julio en donde se considera Luz del Norte y sus eventuales adjudicaciones, ya que se toma en cuenta todo el parque disponible y habilitado utilizada en la programación diaria durante las fechas simuladas para los casos base. El análisis no considera el mes de agosto. Hay que recordar que el análisis de los casos base considera las realizaciones de las subastas observadas en comparación con un <i>benchmark</i> competitivo. A diferencia del análisis de rentas pivotales que consideran semanas futuras (año 2021), que corresponde a un análisis de largo plazo que internaliza potenciales oferentes. La función de cada uno es diferente. En el primer caso se trata de un análisis del desempeño de mercado, donde influyen las conductas de los agentes, mientras que el segundo establece si en un escenario conservador existiría condiciones de competencia en el futuro, al margen del comportamiento particular de los agentes.</p> <p>Los párrafos señalados solo realizan una observación</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p><i>asignar una cantidad específica de estos a cada uno de los servicios.”</i></p> <p>Ambos párrafos manifiestan una clara preferencia del Coordinador por el esquema de instrucción directa en la provisión del CSF lo cual es contrario a la preferencia legal por mecanismos de licitaciones y subastas en el mercado de SSCC en donde la instrucción directa tiene carácter excepcionalísimo.</p> <p>Como reemplazo de dichos párrafos, solicitamos incorporar propuestas de perfeccionamiento del mecanismo de subastas que faciliten la incorporación de nuevos actores y que impidan sobre rentas de los actores existentes.</p>	<p>técnica y económica de los esquemas de provisión y no representan alguna preferencia, como pretende manifestar la empresa. No obstante, se eliminaron del informe, ya que no aportaban al análisis de casos base.</p>
32	Luz del Norte SpA	5	5.7	<p>Considerando que los mercados de CSF y CTF tienen naturaleza distinta, requerimientos de habilitación distintos y comportamientos distintos, solicitamos separar las conclusiones del mercado CSF y CTF.</p> <p>Solicitamos corregir las conclusiones del mercado de CSF considerando las solicitudes realizadas en las observaciones precedentes.</p>	<p>Las conclusiones recogen el desarrollo en particular de cada servicio ya sea CSF o CTF. En consideración a las observaciones y respuestas aportadas por este Coordinador no resulta necesario modificar las conclusiones de mercado.</p>
33	Luz del Norte SpA	General		<p>El análisis realizado en la Actualización del Informe de Servicios Complementarios para el período 2020 tiene información incompleta, errónea y contiene aseveraciones sin fundamento. Todo esto, más la preferencia por el sistema de instrucción directa del Coordinador, lo lleva a la conclusión errónea de que no existen condiciones de competencia y de que se debe suprimir el mecanismo de subasta para el CSF.</p> <p>En la práctica, y tal como fue señalado en la sección de antecedentes del Informe actualizado, el mercado se debe considerar como un proceso dinámico y su análisis se debe realizar con una mirada prospectiva. En este sentido, el hecho de que se hayan incorporado dos agentes nuevos, uno solar y uno eólico, y el hecho de que existan medidas correctivas a la vista para perfeccionar el mecanismo de subastas, significa que el mercado está funcionando - pese a sus imperfecciones - y significa que es necesario implementar las medidas correctivas para facilitar/acelerar la incorporación de más agentes. Esta mirada prospectiva permite llevar el mecanismo de subastas a un punto de equilibrio. Muy por el contrario, el cierre infundado logra exactamente lo opuesto: desincentivar la incorporación de más agentes y mantener la</p>	<p>Este Coordinador vuelve a reiterar que no comparte los adjetivos planteados por la empresa Coordinada. En particular, sobre eventuales medidas a considerar para mejorar las condiciones de competencia del mercado, favor revisar respuestas 20, 22 y 25 entre otras.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				concentración del mercado.	
34	Anglo American Sur S.A.	5	5.1	Se solicita indicar la frecuencia con que el Coordinador realiza los ejercicios de optimización base señalados en el cuarto párrafo, considerando que, como se señala en el anexo 9, los resultados son válidos para el análisis de un día.	Se simula una semana cronológica para cada mes. Ver respuesta a pregunta N°3.
35	Anglo American Sur S.A.	5	-	En reiteradas ocasiones el Coordinador se ha referido a que una de las causas del aumento de precios en las subastas se explicaría en parte por “ <i>restricciones operacionales</i> ” que afectan la disponibilidad real de la oferta. Al respecto, para una mejor comprensión, se solicita la entrega de un listado exhaustivo y específico respecto de los tipos de restricciones operacionales que han afectado la disponibilidad real de oferta.	Las restricciones son las indicadas en el informe y corresponden a limitaciones técnicas objetivas presentes en la operación del SEN. Se reitera que para el análisis de casos base realizado en el Informe 2020 ya consideran estas restricciones operacionales.
36	Anglo American Sur S.A.	5	5.1	Se solicita aclarar a qué tipo específico de restricciones operacionales se refiere el párrafo 16.	Ver respuesta anterior.
37	Anglo American Sur S.A.	5	-	Se solicita indicar cómo se ha considerado en los análisis de competencia la característica de gas inflexible. En particular: <ul style="list-style-type: none"> Indicar si se considera que las centrales con gas inflexible pueden participar en ofertas para CSF(+), CSF(-), CTF(+), CTF(-). En caso afirmativo, se solicita indicar para cuáles servicios, y si existe alguna restricción o condición aplicable a las centrales con gas inflexible para considerar que entregan el servicio, que no aplique a centrales con otros combustibles o tecnología. 	Las centrales que operan con GNL inflexible no tienen ninguna restricción a la prestación de SSCC. El modelo de co-optimización determina cual es central del todo el parque generador la que prestará el servicio.
38	Anglo American Sur S.A.	5	5.7	En relación al tercer bullet: <ol style="list-style-type: none"> Se solicita aclarar si cuando se menciona que se ha observado “<i>un aumento de las ofertas</i>” se refiere a que ha aumentado el precio. Se solicita indicar un listado exhaustivo de los “<i>otros factores</i>” que explican la “<i>desviación del benchmark</i>” competitivo. 	Se modificó el informe indicando que se trata de un aumento en el valor de las ofertas.
39	Anglo American Sur S.A.	Anexo 9		Respecto de las simulaciones Caso 1 y Caso 2 descritos, se observa que la explicación es conceptual y muy general, por lo que falta claridad en relación a los supuestos utilizados y modelaciones realizadas. Estas dudas surgen además en	No hay restricciones administrativas o técnicas que impidan que una instalación participe de manera simultánea en la prestación del SC de CPF y CSF. Respecto a la modelación, esta es la misma usada en

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p>relación a afirmaciones como las siguientes: “Los precios sombra obtenidos de estos casos simulados en general fueron iguales a cero con contadas excepciones”, lo que daría cuenta de que no se están activando restricciones.</p> <p>¿Se incluyeron las restricciones de que solo pueden subir y bajar ciertas unidades?</p> <p>¿Se incluyeron las restricciones que las que pueden participar en el CSF no tienen que están participando en CPF?</p> <p>¿Se incluyeron solamente las centrales que podían prestar el servicio?</p> <p>Por lo tanto, se solicita poner a disposición:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Todas las bases de datos utilizadas. 2. Todos los resultados de las simulaciones. 3. En particular, también información donde se pueda identificar cuáles son las unidades que entregan cada servicio. 	<p>la realización de la programación, la cual considera las disposiciones normativas, en particular las definiciones de los SSCC.</p> <p>En lo que respecta a las instalaciones que pueden prestar los SSCC, estas se encuentran listadas en los anexos del Informe.</p> <p>En lo que respecta a las bases de datos utilizadas, ver respuesta N°17.</p>
40	Anglo American Sur S.A.	Anexo 9		<p>Se solicita aclarar las condiciones de los casos contra los cuales se evalúa el desempeño (costo) del caso real con subastas.</p> <p>¿Los casos simulados corresponden a (i) una simulación con la información estimada ex_ante del día de la operación o (ii) una simulación de instrucción directa utilizando los parámetros conocidos ex_post de la operación real, tales como recurso eólico real, recurso solar real, disponibilidad real de centrales, etc.?</p> <p>En caso de ser (i), se solicita aclarar en qué medida y cómo los resultados de esta comparación son una buena medida para evaluar las subastas, en comparación con (ii).</p>	<p>Los Casos Base se elaboran con la misma información que fueron utilizadas para elaborar el proceso de programación, por lo tanto, se utiliza “información estimada ex_ante”. Se realiza de esta manera dado que se quieren comparar los resultados en las mismas condiciones que se tuvieron en el proceso de subasta oficial.</p>
41	Tamakaya	5	5.7	<p>Conclusión N°1</p> <p>Se ha observado un constante aumento en los niveles de precios a partir de marzo-2020 para los servicios de CSF y CTF. Lo anterior sucede debido a que los indicadores estructurales que fueron empleados para la evaluación de largo plazo no incluyeron restricciones operacionales específicas que afectan la disponibilidad real de la oferta ni posibles interacciones entre agentes, ni internalización de incentivos unilaterales para la formulación de sus ofertas, así como un optimismo sobre los eventuales participantes en el</p>	<p>Las restricciones operacionales ya fueron incorporadas tanto para el desarrollo de los casos Base como para el informe de SSCC 2021.</p> <p>En cuanto a incentivos unilaterales para la formulación de sus ofertas, al ser parte de las estrategias comerciales de las empresas coordinadas, no están en conocimiento del Coordinador y por tanto no pueden ser modeladas. En cualquier caso, para la evaluación estructural de largo plazo se prescinde de ellas ya que el objetivo de ésta es determinar un escenario</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p>mercado.</p> <p>Debe corregirse la falta de restricciones operacionales específicas que afectan la oferta real. Si la oferta queda mal representada, el modelo base entrega señales incorrectas.</p> <p>La no internalización de incentivos unilaterales indica una mala representación de los atributos diferenciadores de aquellas centrales más aptas para entregar SSCC</p>	<p>conservador para saber si existiría el potencial para que el mercado se desarrolle en un ambiente competitivo, sin internalizar las conductas de los agentes.</p>
42	Tamakaya	5		<p>Conclusión N°2:</p> <p>Se observa una modificación en el comportamiento de los participantes en el mercado, en donde a partir de marzo se ha observado un aumento de las ofertas derivando ello en una desviación del benchmark competitivo establecido para los servicios de CSF+, CSF-, CTF+ y CTF-, lo cual podría deberse a que el precio máximo está actuando como punto focal; el esquema Pay as Bid conduce a un equilibrio ineficiente; ofertas deben internalizar el costo de oportunidad con 2 días de anticipación en un contexto donde el mercado de la energía se basa en costos auditados, llevando al cobro de una prima por riesgo elevada, interacciones estratégicas que explotan la asimetría de costos de las diversas tecnologías, entre otros factores.</p> <p>El Coordinador cuenta con toda la información de los agentes generadores ex-ante de realizar una subasta.</p> <p>La información entre los agentes oferentes y el Coordinador es asimétrica, ya que este último publica los antecedentes de cada subasta con 3 meses de desfase respecto a la fecha ejecutada.</p> <p>El benchmark competitivo no es tal, debido a inconsistencias en los casos bases, que se indican en observaciones siguientes.</p> <p>Las ofertas por reserva de CSF y CTF significan para las unidades adjudicadas operar a niveles sub-óptimos que pueden marcar diferencias importantes entre tecnologías (tiempos de respuesta, inercia, etc).</p> <p>Por último Tamakaya desea señalar algunas consideraciones que estimamos no han sido abordadas por el Coordinador como elementos para fundamentar los equilibrios ineficientes que se esgrimen:</p> <p>i) Benchmark: se asume ex ante que la asignación directa de</p>	<p>En términos generales, se debe mencionar que el costo de desgaste está internalizado según los valores indicados por la CNE en su resolución de precios máximos.</p> <p>En cuanto a los puntos específicos:</p> <p>i) No se supone que la asignación directa produce la asignación más eficiente. La asignación eficiente se deriva de la co-optimización entre energía y reservas sin internalizar ofertas, derivándose el costo de oportunidad de las variables duales de estas. No obstante, tal como se menciona en el propio informe, dicho escenario se escapa de la realidad, ya que existe incertidumbre y las ofertas de los agentes deben internalizar el costo de oportunidad. Esto último, en particular, distorsiona el resultado de la co-optimización, incluso si se tratara de un escenario con información perfecta, por lo que para poder replicar dicha distorsión, el coordinador procedió a la simulación de casos base con ofertas "sintéticas", ya que de esta manera se internalizan los riesgos inherentes a ofertar 1 día antes de la aplicación del programa, en adición a replicar dentro del equilibrio final las distorsiones en la adjudicación de la co-optimización de incluir el costo de oportunidad en las ofertas.</p> <p>ii) Los precios máximos no corresponden a un <i>benchmark</i> competitivo, ya que la lógica detrás de estos es que deban ser utilizados de forma esporádica. En particular, han sido lo suficientemente altos para permitir a la mayoría de las tecnologías participar, pero han actuado como una cota superior a las rentas sobrenormales que potencialmente se podrían estar obteniendo. Un ejemplo de aquello es que los precios máximos permiten la participación de centrales con</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p>SSCC produce los equilibrios eficientes. ¿Por qué razón? Porque se prestan dichos servicios a un menor costo sistémico? Esa no es una respuesta a lo menos probada puesto que el CEN no ha determinado que ese costo directo sea el óptimo. Acaso no es posible pensar que el costo de la prestación de los SSCC antes de las subastas estuviera subvalorado? A mayor abundamiento recordar que los estudios de costos de provisión de SSCC se llevaron a cabo de manera ex ante precisamente para fijar – con una compleja metodología – los precios máximos de las subastas.</p> <p>ii) En complemento a i), cabe preguntarse también si los precios máximos están correctamente calculados. Se asume teóricamente que los precios máximos suponen un retorno justo para el ofertante considerando al desgaste adicional de las máquinas e inversiones adjuntas en las que debe incurrir para participar en el mercado de SSCC. Pero lo que nos dice el Coordinador es que, a pesar de que los precios máximos – establecidos ex ante por el mismo Coordinador - son puntos factibles y justos de solución para las ofertas de prestación de cualquier SSCC, estamos en presencia de condiciones anticompetitivas. Lo anterior no tiene sentido a no ser que los precios máximos no estén bien estimados.</p>	<p>costo variable igual a cero, al menos en los servicios de bajada, independiente de que el potencial equilibrio competitivo sea la adjudicación de otras tecnologías cuyo costo de oportunidad sea menor al costo marginal.</p>
43	Tamakaya	Anexo 9		<p>Determinación de Casos Base, Art. 25 Reglamento SSCC 4° párrafo</p> <p>Se simuló una semana para los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio para el Caso 1 y Caso 2.</p> <p>Dada el horizonte semanal de la corrida Plexos utilizada por el Coordinador, se solicita que el análisis haga también un barrido semanal sobre el mes completo, para mejorar la representación de las condiciones operacionales.</p> <p>Además, la falta de análisis para el 2° semestre del año es gravitante, especialmente por la influencia de la demanda e hidrología del sistema.</p>	<p>Ver respuesta a consulta N°3.</p>
44	Tamakaya	Anexo 9		<p>Caso 2, 2° párrafo</p> <p>En la actualidad el Coordinador no realiza ajustes en el problema de co-optimización para internalizar el costo de oportunidad contenido en las ofertas, por lo que incluso bajo el mismo escenario de información perfecta del Caso 1, donde se obvian potenciales diferencias entre el costo</p>	<p>Los ajustes requeridos no se pueden realizar por el Coordinador dado que no es parte de lo establecido en la normativa vigente.</p> <p>Cabe señalar que en el esquema actual de subastas, los costos de oportunidad y los riesgos son estimados por los oferentes.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p>marginal real y el programado, el solo hecho de considerar ofertas que contengan el costo de oportunidad provocaría un cambio en la adjudicación respecto del Caso 1.</p> <p>Las diferencias entre el costo marginal real y el programado pueden alcanzar porcentajes a nivel mensual en un rango 10% a 20% fácilmente. Sin embargo, lo más relevante es que a nivel horario pueden ser mucho mayores, hasta 70%. Si se considera que los servicios CSF imponen respuesta de las centrales menores a 10 minutos, esto genera una distorsión difícil de obviar.</p>	
45	Tamakaya	Anexo 9		<p>Caso 2 3° párrafo</p> <p>semanas de mayo no existió convergencia del programa, lo cual no sólo sucedió con el Caso 2, sino que también con el Caso 1 al incorporar costos de wear and tear, a pesar de considerar todo el parque disponible, lo que podría ser indicador de la escasez de recursos que se estaba enfrentando en dicho período.</p> <p>No es razonable que se utilicen los casos bases que no convergen, sobre todo si incluyen todo el parque generador.</p> <p>Esta situación significa que los casos bases no son adecuados para establecer las comparaciones con la operación real.</p> <p>Resulta a lo menos paradójal que el Coordinador argumente falta de competencia en el mercado de SSCC debido al incremento en el costo de la prestación de SSCC, cuando en este párrafo se señala la posible escasez de recursos para proveerlos. Vale decir que esas señales son precisamente la esencia de un esquema de mercado que opera correctamente.</p>	<p>Los casos bases que no convergieron se consideran como antecedentes cualitativos, dado que dan cuenta de la oferta factible de recursos para proveer SSCC. Sin perjuicio de lo anterior, para efectos del comportamiento cuantitativo de las subastas, para el mes de mayo se analizaron resultados de simulaciones de una semana que lograron convergencia.</p>
46	Transelec S.A	Anexo 5		<p>El elemento "RE S/E LAGUNAS JZ1 30MVAR" de la hoja "Reactores", pertenece a la empresa Interchile y no a Transelec, por lo tanto, se solicita modificar el propietario de esta instalación</p>	<p>Según la información disponible en la plataforma de Información Técnica, el reactor RE S/E LAGUNAS JZ1 es de Interchile. Por lo tanto, se han modificado los anexos respectivos.</p>
47	Transelec S.A	Anexo 7		<p>El paño A1 asociado a "S/E Bocamina, LT 154kV Bocamina - Lagunillas - Coronel", pertenece a la empresa Enel Generación y no a Transelec, por lo tanto, se solicita modificar el propietario de esta instalación.</p>	<p>Se ha realizado la consulta a Enel, ratificando lo indicado por Transelec. Dado lo anterior se ha actualizado la información en la plataforma de Información Técnica y modificado los anexos respectivos.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
48	Pacific Hydro Chile S.A.	5	5.5.2	<p>Se comienza indicando que el esquema de subastas de SSCC implementados a nivel nacional ha sido una gran innovación a nivel mundial en materia de diseño de mercados eléctricos (comparable con implementaciones como ORDC en ERCOT y PJM o productos de flexibilidad en CAISO y MISO), que busca despejar precios soportes de despacho y eficientes, mediante el uso de plataformas de mercado y fuerzas de competencia, para productos de difícil definición y que viven en un espacio de soluciones mixtos y no convexos.</p> <p>En ese sentido se identifica que la implementación de plataforma de ofertas ha cumplido en forma y fondo la misión para la cual fue diseñada.</p> <p>Ahora bien, como toda implementación, se tendrán que ajustar parámetros para su correcto funcionamiento y dentro de estos se puede mencionar el precio techo, el mecanismo de obtención, la formación de los precios sombras/variables duales y con qué información (N-2 o N-1) se crean.</p>	No es una observación.
49	Pacific Hydro Chile S.A.	5	5.3	<p>Un despacho centralizado con costos auditados y co-optimizado con restricciones de reserva obtendría la forma de operar el sistema a menor costo. Ahora bien, es necesario definir productos y formar precios que soporten (que los actores no quieran desviar sus acciones en tiempo real respecto a lo programado que minimiza el costo) el despacho y se cumpla la premisa de mínimo costo. Todo esto con información perfecta (pero con demanda por reservas diferente de cero).</p> <p>Al considerar que el costo de oportunidad es el costo marginal real de energía (calculado de forma administrativa) menos el costo variable de la unidad prestadora de servicios, solo se está considerando la economía de la unidad. Si el sistema eléctrico estuviese estresado, el costo de proveer una unidad adicional de reservas sería alto, dado que en la función objetivo también hay costos de desprendimiento de carga (VOLL) de corto plazo que son altos.</p> <p>Luego, se identifica que para el cálculo de costos horarios en el punto 5.5.2, en específico el caso de Simulación de Subastas, se estima que las ofertas con información perfecta y en condición de tomador de precio deberían ser iguales a el máximo valor entre el precio máximo disponible a pagar por el sistema en la hora t por un MW y el costo marginal de energía</p>	<p>Las ofertas sintéticas utilizadas para los Casos Base representan una oferta eficiente a efectos de construir un benchmark competitivo e identificar cuanto se desvían las subastas del equilibrio competitivo.</p> <p>De acuerdo a lo anterior, no corresponde utilizar la propuesta en base a la diferencia entre el Valor Máximo y CMg de energía.</p>

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
				<p>en tiempo real. Esto permitiría que durante horas de estrés sistémico el generador mandatado por despacho centralizado, co-optimizado, preste servicios complementarios y no prefiera vender energía (soportar la premisa del despacho a mínimo costo del día anterior).</p> <p>Debido a que ya se tiene el costo marginal real y las variables duales del despacho programado del día anterior los resultados ya se tienen para el cálculo.</p>	
50	Pacific Hydro Chile S.A.	5	5.2.2	<p>Un despacho centralizado con costos auditados y co-optimizado con restricciones de reserva obtendría la forma de operar el sistema a menor costo. Ahora bien, es necesario definir productos y formar precios que soporten (que los actores no quieran desviar sus acciones en tiempo real respecto a lo programado que minimiza el costo) el despacho y se cumpla la premisa de mínimo costo. Todo esto con información perfecta (pero con demanda por reservas diferente de cero).</p> <p>Al considerar que el costo de oportunidad es el costo marginal real de energía (calculado de forma administrativa) menos el costo variable de la unidad prestadora de servicios, solo se está considerando la economía de la unidad. Si el sistema eléctrico estuviese estresado, el costo de proveer una unidad adicional de reservas sería alto, dado que en la función objetivo también hay costos de desprendimiento de carga (VOLL) de corto plazo que son altos.</p> <p>Luego, se identifica que para el cálculo de costos horarios en el punto 5.5.2, en específico el caso de Simulación de Subastas, se estima que las ofertas con información perfecta y en condición de tomador de precio deberían ser iguales a el máximo valor entre el precio máximo disponible a pagar por el sistema en la hora t por un MW y el costo marginal de energía en tiempo real. Esto permitiría que durante horas de estrés sistémico el generador mandatado por despacho centralizado, co-optimizado, preste servicios complementarios y no prefiera vender energía (soportar la premisa del despacho a mínimo costo del día anterior).</p> <p>Debido a que ya se tiene el costo marginal real y las variables duales del despacho programado del día anterior los resultados ya se tienen para el cálculo.</p>	No es una observación.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Observaciones
51	Pacific Hydro Chile S.A.	5	5.3	<p>En otros mercados se tiene también el desafío de cómo poder formar precios que soporten la premisa de despacho a mínimo costo, siendo eficientes cuando el sistema está holgado y también cuando el sistema se encuentre estresado (que se disparen). <u>Esto con una premisa de confiabilidad del sistema bien definida ex ante.</u></p> <p>En ese sentido se hace alusión a mecanismos que buscan corregir estos problemas y dar señales de corto plazo eficientes para la expansión del sistema.</p> <p>Un ejemplo es ERCOT (Electric Reliability Council Of Texas) con la implementación de ORDC (Operating Reserve Demand Curve) que calcula el price adder al costo marginal de energía para determinar cuando el sistema está estresado.</p> <p>Otro ejemplo reciente es PJM (Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection LLC) que solicitó a FERC (Federal Energy Regulatory Commission) la modificación de la estructura de formación de precios en mercados de reserva, pasando de valores fijos escalonados a curvas calculadas en base a probabilidad de desprendimiento de cargas (modelo probabilístico) y costos de falla (VOLL) y que fue aprobada en Julio del presente año.</p> <p>Pacific Hydro Chile cuenta con presencia en mercados eléctricos de otros países y está abierto a poder colaborar en cualquier discusión de diseño de mercado que se pueda con las experiencias de estos.</p>	No es una observación.
52	Pacific Hydro Chile S.A.	5	5.5.2	<p>Pacific Hydro Chile ve con preocupación el cierre de los mercados en base a ofertas debido a que se trunca una señal de estrés operativo del sistema.</p> <p>Se cree que la verificación de los parámetros del diseño de mercado pueden ser revisados (precio techo por ejemplo).</p>	Sí, se considera dentro de las medidas planteadas por el Coordinador, pero requiere de un cambio normativo a desarrollarse por parte de la Autoridad Sectorial. Efectivamente, se requiere una mejor mitigación para efectos de analizar lo planteado por la empresa.