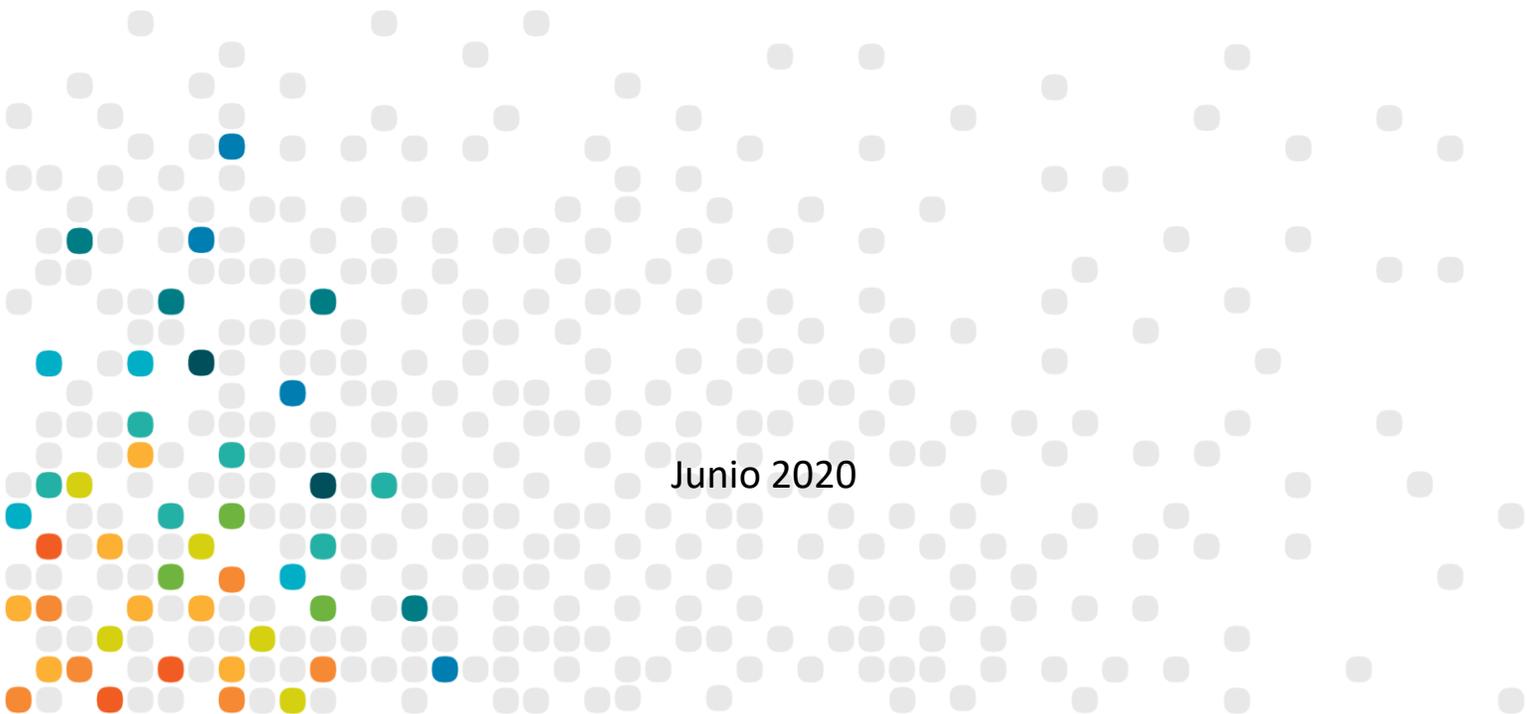

ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Parte 1 Respuestas a Observaciones al Informe
Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN



Junio 2020

Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	30-06-2020	Parte 1 Respuesta Observaciones al Informe Preliminar	Carlos Prieto C Marcelo Cifuentes R.	Víctor Velar G.

1 OBSERVACIONES DE ANGLO AMERICAN SUR

1.1 Observación nº1

“En la página 76, título 4.1.5 “Reservas de CPF ante Contingencias de Consumos” se indica:

Para evaluar el comportamiento dinámico de la frecuencia del sistema ante la desconexión intempestiva de altos montos de consumos, de manera de determinar cuál sería la reserva mínima de bajada para este tipo de contingencias y con el objetivo de atender excedentes de generación, se consideró para los distintos escenarios evaluados la desconexión de aproximadamente 200 [MW] correspondiente a los consumos abastecidos desde S/E Minero 110kV (el mayor consumo disponible en las condiciones más desfavorables previstas, de acuerdo con la BD DIgSILENT vigente)

De la redacción del párrafo citado entendemos que en las bases Digsilent se concentran 200 MW de consumo en una sola carga en S/E El Minero. Luego, se estudia una desconexión intempestiva de 200 MW de una vez.

Al respecto, del diagrama unilineal del SEN (versión 011-20 del 28/12/2020) observamos las siguientes instalaciones conectadas a El Minero 110 kV:

- a) La subestación el Minero corresponde en realidad a una subestación transformadora 220/110 kV, que cuenta con tres transformadores de 167 MVA cada uno, sin consumo conectado directamente a él.
- b) A partir de la barra de 110 kV se conectan en forma radial 4 subestaciones, todas en doble circuito.
- c) Cada subestación cuenta a su vez con varios transformadores:
 - S/E Sewell: 3 transformadores 110/33 kV de 40 MVA cada uno.
 - S/E Colón: 4 transformadores 110/13,8 kV de 16 MVA cada uno
 - S/E El Cobre: 4 transformadores 110/13,8 kV de 25 MVA cada uno y 3 transformadores 110/ 13,8 kV de 50 MVA cada uno.
 - S/E Cordillera: 4 transformadores 110/33 kV de 80 MVA cada uno; 2 transformadores 110/13,8 kV de 33 MVA cada uno; 2 transformadores 110/33 kV de 20 MVA cada uno.

Con lo anterior, no vemos respaldo a que el evento a evaluar para el dimensionamiento de la reserva para CPF(-) pueda ser la pérdida intempestiva de un bloque de 200 MW, considerando que el artículo 3-14 “Determinación de reserva conjunta” de la NTSSCC establece que el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas deberá determinar el nivel de reserva requerido considerando la mayor pérdida de demanda, evaluando una falla de severidad 5:

“...el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas deberá determinar el nivel de reserva requerido, considerando lo siguiente:

a. Nivel de reservas necesarias para soportar los eventos de referencia entendidos como aquellos de desconexión de instalaciones que signifiquen la mayor pérdida de generación o

inyección y la mayor pérdida de demanda. Para estos efectos, **entre las evaluaciones a realizar se consideran fallas de severidad 5.**

Cabe señalar que la “Severidad 5” se encuentra definida en la NTSyCS vigente de la siguiente forma:

“94. Severidad 5: Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica o Sistema de Almacenamiento de Energía de mayor tamaño . En el caso de centrales de ciclo combinado deberá considerarse la configuración turbina de gas – turbina de vapor para determinar si la contingencia simple pudiera afectar total o parcialmente a más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva de un Elemento Serie del ST que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora; o, **desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda en distintas zonas del SI que pueda presentarse como resultado de una Contingencia Simple en las Instalaciones de Clientes; o, falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar.**”

Por todo lo anteriormente expuesto, y considerando que el Coordinador debe cumplir con el artículo 72º-1 de la LGSE que establece dentro de los principios de la coordinación de operación garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, habida cuenta del nivel de seguridad de servicio establecido en la normativa técnica aplicable, se solicita al Coordinador:

- a) Efectuar un análisis de todos los consumos e Instalaciones de Clientes conectados a S/E El Minero, con el objetivo de determinar el tamaño en MW del mayor bloque de demanda que puede sufrir una desconexión intempestiva, como resultado de una Contingencia Simple en dichas instalaciones.
- b) Aplicar las mismas consideraciones y análisis señalado en el literal anterior, en caso de detectar que el mayor bloque de consumo se diera en otra zona del sistema.
- c) Incluir en el texto del informe definitivo los análisis realizados para determinar el mayor bloque de demanda que puede sufrir una desconexión intempestiva.
- d) Rehacer todos los cálculos y simulaciones que llevaron a determinar la reserva para CPF(-), utilizando el nuevo bloque de demanda determinado, y con ello actualizar los resultados contenidos en la Tabla 32 del informe.

Respuesta nº1:

El ECFyDR en sus últimas versiones ha estado considerando una desconexión del mayor consumo del orden de 200 [MW] de acuerdo a la experiencia de la operación real del SEN. De hecho se han considerado montos de hasta incluso 400 [MW] por ocurrencia de tales desconexiones. En este sentido, y dado que:

- La incertidumbre del comportamiento de los consumos de clientes. En la medida que, se tenga una mejor modelación de la carga de grandes consumos industriales ante perturbaciones, será posible determinar de manera exacta los montos de desconexión.
- La NT SSCC no es taxativa en cuanto a fallas de severidad 5
- El régimen de sobrefrecuencias no cuenta con esquemas del tipo EDAG a nivel sistema, como el EDAC para baja frecuencia.

Se ha optado por mantener un montos de alrededor de 200 [MW] asociado al mayor consumo disponible en la BD, independiente las instalaciones aguas abajo y se ha incorporado más bien la dependencia de los requerimientos de reservas de bajada en función del nivel de demanda del SEN. Esto, en conjunto al análisis del efecto de la respuesta exigida en sobrefrecuencias a plantas ERV, representa una mejora en orden de acercarse a las reservas mínimas requeridas, sin comprometer la seguridad del SEN.

Por tanto, conforme a los alcances de este estudio, y el detalle disponible en la BD considerada, en esta entrega no se considera necesario el análisis solicitado y la actualización la determinación de reservas de bajada. No obstante, en la parte 2 del ECFyDR se realizará un revisión de grandes montos de demanda a los que está afecto el SEN, basado en la información disponible como así también la experiencia de eventos ocurridos en la operación real.

1.2 Observación nº2

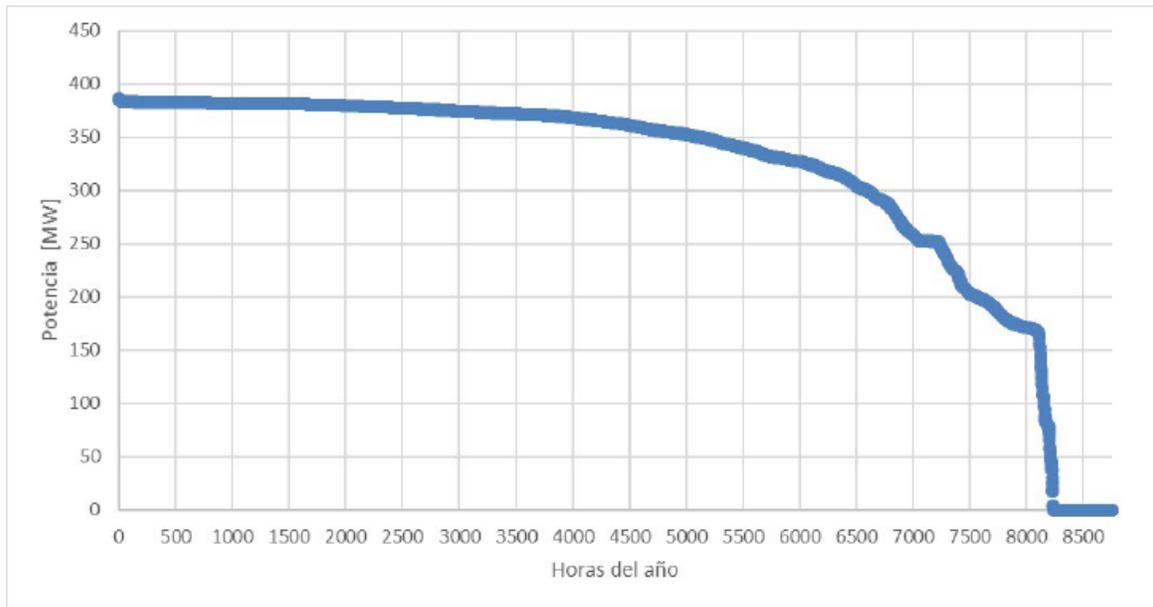
“En el numeral 4.1 “Inercia y Reservas ante Contingencias” se indica:

“Para el caso de contingencias de generación, se consideró una contingencia de severidad 5, según lo señalado en la NT SyCS, que derive en la mayor potencia desconectada. Esta contingencia corresponde a un ciclo combinado en San Luis con 397,7 [MW] de generación bruta y alrededor de 3,4 [GVAs] de inercia.”

De lo anterior se deriva que todas las simulaciones realizadas, y por tanto todas las reservas para CPF(+) referidas en el informe, en particular las establecidas en las tablas 51 y 52, utilizan la misma contingencia de generación.

Al respecto, observamos que los cálculos realizados suponen que en todo momento se requerirá una reserva para CPF(+) capaz de enfrentar la pérdida intempestiva de 397,7 [MW], cuando en la realidad en muchas condiciones la central de mayor potencia despachada no alcanza dicho monto. Cabe señalar también que algunas centrales de ciclo combinado, ante la ocurrencia de una contingencia simple, tienen la cualidad que no se produce la interrupción de todo el bloque de generación (que es el caso de algunas configuraciones de 2TG + TV).

En la siguiente figura se presenta una curva donde se ha ordenado de mayor a menor el vector con el valor de mayor despacho para cada hora, entre las centrales de ciclo combinado en San Luis y Nueva Renca, durante 2000. Se observa que el despacho máximo es menor a 380 MW, 350 MW, 300 MW y 250 MW, el 77%, 41%, 25% y 18% del tiempo.



(*) considera a las centrales San Isidro 1, San Isidro 2, Nehuenco 1, Nehuenco 2, Nueva Renca
 Figura 1: Potencia generada por la central de CC con mayor despacho 2020 (*)

Hacemos presente además que el Coordinador ha determinado niveles de reserva diferenciados en función de la demanda y la inercia del sistema.

Por todo lo anteriormente expuesto, y considerando que el Coordinador debe cumplir con el artículo 72º-1 de la LGSE que establece dentro de los principios de la coordinación de operación garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, habida cuenta del nivel de seguridad de servicio establecido en la normativa técnica aplicable, se solicita al Coordinador calcular el requerimiento de reserva para CPF(+) en función del nivel de despacho del mayor bloque de generación que pueda salir de servicio intempestivamente”.

Respuesta n°2:

Respecto los escenarios previstos y las condiciones que se presentarán en la operación real, el nivel de generación bruta total, asociada al nivel de demanda, en segunda instancia, la inercia, proporcionan insumos para evaluar con cierto grado de certeza los montos requeridos para reservas ante contingencias. Para cada una de estas condiciones, además evaluar distintos montos de potencia y además inercia desconectada, representan un grado de variabilidad e incertidumbre adicional porque el despacho en la operación real está sujeto permanentemente a cambios e imprevistos. Además estar siempre con reservas suficientes para afrontar la peor contingencia de severidad 5 no entra en conflicto alguno con la normativa técnica aplicable.

No obstante, el efecto de la Potencia e Inercia desconectada en los requerimientos de reservas se analizará en la medida que esto pueda ser aplicado en la operación real, cuya implementación debe contemplar el proceso completo de SSCC, lo que incluye determinación de cuantía de los recursos, análisis de competencia, programación de la operación, seguimiento en la operación en tiempo real, etc.

1.3 Observación nº3

“En el punto 4.4.2.1.2 “Determinación de la reserva para AGC” se señala:

El requerimiento de reserva para el AGC es calculado como el producto del BIAS con el que es parametrizado su acción de control y la máxima excursión admisible de frecuencia en conformidad a lo establecido en la NT SyCS, para una condición de operación normal.

$$R_{AGC} = BIAS \cdot \Delta F_{Op_Normal}$$

Al respecto, se solicita:

- a) Entregar mayores antecedentes de por qué se realiza el cálculo de reserva para AGC como el BIAS x máxima excursión admisible de frecuencia.*
- b) Indicar si esta cantidad de reserva es mayor al mínimo requerido para el cumplimiento de la normativa aplicable.*
- c) De ser esta reserva mayor al mínimo requerido para el cumplimiento de la normativa aplicable, se solicita modificar el requerimiento de reserva de tal forma que corresponda al mínimo, toda vez que el Coordinador debe cumplir con el artículo 72º-1 de la LGSE que establece dentro de los principios de la coordinación de operación garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, habida cuenta del nivel de seguridad de servicio establecido en la normativa técnica aplicable. “*

Respuesta nº3:

Las reservas secundarias se obtienen conforme a lo establecido en la NT SCCC, particularmente las reservas mínimas quedan determinadas según el Art 3-27 NT SCCC, cuyo segundo párrafo establece que:

“La reserva de CSF no podrá ser inferior al requerimiento de reserva obtenida como la multiplicación de la máxima excursión admisible de frecuencia de conformidad a la NTSyCS y el Bias de Frecuencia del sistema o subsistema que corresponda.”

El AGC no tiene como objetivo afrontar contingencias sino más bien, restablecer la frecuencia a su valor nominal luego de la acción del CPF distribuido que conlleva un error permanente. Por tanto, se considera una banda de frecuencia admisible en operación normal en conformidad con el Art 5-25 de NT SyCS. El procedimiento para la determinación del Bias se encuentra disponible en la página web del Coordinador¹

¹ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/control-automatico-de-generacion-agc/>

2 COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM

2.1 Observación nº1

“Durante el 2020 se han observado congestiones que han desacoplado la zona norte del sistema debido a la integración de generación solar y presencia de gas inflexible en la zona norte. Hacia finales del año 2021 se proyecta que debido a la integración de generación renovable variable aumenten significativamente los escenarios de congestión entre el norte grande y la zona central.

Teniendo en consideración que durante el año 2022 un escenario altamente probable es la presencia de congestiones en el sistema, particularmente entre el norte grande y la zona central, se sugiere que el estudio CFyDR 2021 identifique los requerimientos de servicios complementarios de control de frecuencia en escenarios de congestión, donde se producen subzonas de regulación en el sistema.

Un caso donde se puede apreciar el tratamiento distinto que el Coordinador hace en la asignación y definición de SSCC de regulación de frecuencia se puede observar entre el 5 y 11 de mayo de 2020, donde congestiones en el sistema de Pan de Azúcar – Polpaico produjeron una forma distinta de asignar reservas.

Además, en la Sección 1 del Capítulo 5 del estudio CFyDR 2021 se menciona que para escenarios de alta disponibilidad del recurso hídrico y altas transferencias en la línea Cumbres -> Los Changos puede haber riesgos para la operación del SEN debido a la desproporción en la localización de las reservas de CPF efectivas.

Por lo tanto, se considera crítico que el Informe analice de manera completa las necesidades de control de frecuencia localizado en caso de que el sistema se encuentre desacoplado; particularmente de control primario de frecuencia y control secundario de frecuencia. Para el caso del control primario de frecuencia se debe diferenciar entre la oferta de servicio en 10 segundos y 5 minutos.”.

Respuesta nº1:

Se considera que al párrafo de la sección 1 del capítulo 5 se hace referencia de manera incompleta, pues este señala detalladamente que esta situación debe abordarse con una adecuada reserva de potencia reactiva y no se justificaría establecer restricciones geográficas de reservas.

Por otra parte, el caso que hace mención este Coordinado corresponde a una situación excepcional de operación donde, ante un simple contingencia, se presentaría un pérdida de la interconexión del SEN, quedando dividido en dos islas. Por lo tanto, no es comparable con la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

Finalmente, por el momento no se han detectado necesidades de establecer reservas de carácter geográfico, asociados a condiciones de riesgo para la seguridad operativa del SEN.

2.2 Observación nº2

“a) En la programación de la operación (desarrollado en Plexos) se ha observado que parte de los recursos térmicos se encuentran frecuentemente con operación forzada, principalmente

centrales a carbón. Asimismo, en la Sección 4 del Capítulo 3 del estudio de CFyDR 2021 se mencionan los escenarios considerados para el estudio, haciendo énfasis en que estos escenarios están contruidos de acuerdo con los niveles de demanda e inercia en el sistema en distintos horarios. Si bien se presumen que estos despachos tienen que ver con la inercia del sistema, de la información presentada no queda del todo claro, por lo que se solicita al Coordinador indicar el motivo de estos despachos.

b) Por último, se considera crítico revisar (y reevaluar, si corresponde) las condiciones de operación del estudio con el fin de determinar si los niveles de inercia mayores a 30 GVAs son una condición esperada en el sistema o se podría encontrar situaciones donde los niveles de inercia proyectados para el 2022 menor a 30 GVAs. En caso que la programación de la operación resulte en niveles de inercia proyectados menores a 30 GVAs, se agradece que el Coordinador indique de manera explícita las medidas de gestión que tomará para mantener los niveles de inercia mínima que ha definido para una operación segura del sistema.”.

Respuesta nº2:

Los despachos mencionados no están forzados por requerimientos de inercia, sino que son resultados del proceso de co-optimización. Además y tal como señala el informe, de todos los escenarios disponibles (perfiles horarios de 6 días distintos) se seleccionaron escenarios con montos crecientes de inercia y generación bruta total considerando inicialmente las condiciones más exigentes. Esto con el objetivo de evaluar el comportamiento del SEN en distintas condiciones, tomando en cuenta escenarios esperados en vez de un análisis paramétrico simplemente teórico.

Por otra parte, de acuerdo a las condiciones previstas más exigentes, no se observan inercias bajo los 30 [GVAs] y este estudio no concluye la necesidad de establecer requerimientos mínimos de inercia total del SEN. En este sentido, incluso se analizaron condiciones más exigentes llegando hasta 22,5 [GVAs], sin detectar problemas de estabilidad de frecuencia o insuficiencia de recursos para CPF.

En todo caso, si bien no se prevén montos inferiores a 30 GVAs, de presentarse condiciones más exigentes se realizarán análisis específicos para definir las medidas operacionales requeridas. En este sentido, se observa que la necesidad de mantener montos mínimos de inercia, es más bien en zonas específicas (Norte Grande) para evitar problemas de estabilidad de tensión/angular y/o fortaleza de la red. Por lo tanto, es necesario que, de la misma manera que ha sido detectado anteriormente, sean determinados montos de inercia mínima local pero no como parte de los análisis del ECFyDR sino como alcance del Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión².

² <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/restricciones-en-el-sistema-de-transmision/>

3 ACCIONA ENERGÍA CHILE HOLDINGS, S.A.

3.1 Observación n°1

“Pág. 27 en las tablas 10 y 11 se incluyen los proyectos de generación y transmisión más relevantes considerados. Se solicita incluir los proyectos de consumo más relevantes también. Adicionalmente, Incorporar los proyectos que se encuentran en proceso de conexión de acuerdo con la carta DE-02825-21.”.

Respuesta n°1:

Tal como señala el informe, se incorporaron los antecedentes disponibles hasta octubre 2020, para efectos de elaborar la BD DigSILENT del estudio, lo cual implica que los cambios topológicos se encuentran todos considerados. No obstante, de observarse antecedentes que indiquen que sea requerido actualizar los resultados, se realizará en la parte 2 del este estudio.

3.2 Observación °2

“Pág. 32-34 las tablas presentan el título y/o tabulación incorrecta. Incorporar en los anexos el cálculo de la inercia horaria del sistema para los escenarios de estudio.”

Respuesta n°2:

Se acoge el comentario y será incorporado en la versión final del Informe.

3.3 Observación °3

“Pág 42 Tabla 13 se solicita corregir valor de Capacidad Total [MVA] para escenario DB 22-12-2022 09:00”.

Respuesta n°3:

Se acoge el comentario y será incorporado en la versión final del Informe.

3.4 Observación °4

“Pág 70 indica lo siguiente: “Adicionalmente, dicha reducción de inercia, implica contar con prácticamente solo afluentes, cogeneración, además de las unidades consideradas para el CPF. Estas corresponden para el caso más exigente a las siguientes unidades: CCH1, ANG1, Guacolda U1-U2-U5, Rapel U1-U2-U3-U4-U5 Cipreses U1, Antuco U1-U2, Canutillar U1-U2.” Considerando que no existe recurso hídrico para mantener las 5 unidades de Rapel despachadas en el año y la mantención de la cota turística del embalse, se solicita por favor considerar la re-evaluación del despacho utilizado para este escenario operacional”

Respuesta n°4:

Los objetivos del análisis es evaluar la necesidad de CRF para escenarios más exigentes a los previstos para el 2022. En dichas circunstancias, en caso de no contar con la totalidad de unidades de Rapel aun se cuenta con otras unidades que pueden aportar el CPF inicial. Por tanto, las conclusiones son análogas en cuanto a que no se observa necesidad de CRF por aspectos técnicos, más aun considerando que se presentan más bien otras necesidades dado que, para alcanzar montos bajo los 27,5 [GVAs] de inercia del SEN, había problemas de convergencia (probablemente por bajo nivel de cortocircuito en el Norte Grande) ante contingencias de severidad 5 de una unidad de Central Cochrane.

3.5 Observación °5

" El artículo 3-17 de la NTSyCS estipula requisitos técnicos diferentes para definir la respuesta ante sobrefrecuencias (HFRT) y subfrecuencias (estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2% al 8%) para los parques ERV que participarían del CPF. ¿Esto fue considerado en el modelo homologado utilizado para las simulaciones realizadas? En este mismo contexto, ¿Desde el punto de vista sistémico y con la finalidad de definir de manera óptima las reservas para el CPF, es adecuado que las respuestas de las plantas ERV sea asimétrica ante eventos de sobre y sub-frecuencia?"

Respuesta nº5:

Los modelos homologados para el banco de pruebas son provistos por los Coordinados y deben reflejar el comportamiento de forma cercana a la realidad. Este análisis se realizó para caracterizar las unidades homologadas y determinar su aporte que tendrían si llegasen a participar en el CPF. Los resultados muestran que la mayoría tiene en efecto una respuesta asimétrica.

No necesariamente la asimetría del comportamiento de las plantas es inadecuada pues los requerimientos a nivel sistémico no son simétricos. Basta ver los montos de reservas para CPF de subida inicial y permanente difiere del CPF bajada permanentes.

3.6 Observación °6

"Pág. 98. Indicar la importancia que tiene representar los bloques de salida y puesta de sol. Adicionalmente, indicar el huso horario utilizado y si este es afectado o no por el cambio de hora nacional"

Respuesta nº6

Los bloques definidos recogen la importancia y la evidencia de la operación real de los requerimientos de reservas en los instantes de salida y puesta del sol. Esto, es reforzado con la consideración de reservas para rampas para reflejar el requerimiento (entro otros) para la generación convencional por la entrada/salida del sol. Lo anterior se debe a que repercute en la disponibilidad del recurso primario para la generación ERV lo cual, para efectos del CSF, también corresponde a un desbalance que debe abordar (Capítulo 4.4.3.2 literal c). Respecto al uso horario, se considera la hora oficial vigente en Chile continental, y se aprecia el efecto del cambio de hora en

el desplazamiento de los bloques de periodo Otoño - Invierno a Primavera – Verano (tabla 58 Informe).

3.7 Observación °7

“Pág. 121 y 123. Corregir numeración de los bloques en la tabla 56 y tabla 58.”

Respuesta nº7

Se acoge el comentario y será incorporado en la versión final del Informe.