
ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN



Octubre 2019

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

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	30-10-2018	Respuesta Observaciones al Informe Preliminar	Marcelo Cifuentes Carlos Prieto C	José M. Castellanos

1 OBSERVACIONES DE TRANSELEC S.A.

1.1 Observación nº1

“En el punto 4.1.1 “Consideraciones en cuanto a la respuesta del SEN ante contingencias”, en el estudio se indica:

- Una excursión máxima o valor mínimo de frecuencia (48,3 [Hz], según NT SyCS artículo 5-40): ante una contingencia simple la frecuencia mínima admisible es 48,3 [Hz], permitiéndose un descenso transitorio por menos de 200 ms. En el cumplimiento de esta exigencia inciden principalmente la inercia del sistema y también la acción conjunta del CRF y CPF. Esta exigencia contribuye a la seguridad de la operación del sistema.

No obstante lo anterior, en el artículo 3-11 del borrador de la NT de SSCC que se encuentra en consulta pública, se establece que *“Para el dimensionamiento de las reservas, el Coordinador deberá verificar que la operación de éstas permita mantener la frecuencia dentro de los rangos normativos y sobre la frecuencia de operación de los EDAC, considerando contingencias simples.”* Al respecto,

teniendo en cuenta la frecuencia de actuación del EDAC vigente (48,9 Hz para el primer desprendimiento de carga), la aplicación de este criterio para el dimensionamiento de la reserva anula lo dispuesto en el artículo 5-40 de la NT SyCS e incrementaría el costo de operación del sistema, sin traducirse en un aporte efectivo a la seguridad de la operación del sistema.

Respecto de la última frase, “incrementaría el costo de operación del sistema, sin traducirse en un aporte efectivo a la seguridad de la operación”, consideramos que no es correcta. Si no se incurre en el mayor costo en la medida que sea necesario, la seguridad de operación se degradaría. El mayor costo justamente tiene por objeto preservar la seguridad de operación en el sistema, lo que durante muchos años se logró a costa de los clientes que sufrieron desconexiones ante contingencias simples.

Pues bien, en el punto 1.1 se señala que el aporte inicial de CPF para mantener la frecuencia en la banda de +/-0,7 [Hz] permite eliminar la desconexión de carga por acción del EDAC de subfrecuencia.

Se solicita indicar o por lo menos estimar el aporte inicial de CPF que se requeriría en caso de permitir el desprendimiento de carga ante contingencias simples, esto último para tener una idea sobre su incidencia en el costo de operación en comparación con el aumento en la seguridad y continuidad de suministro”.

Respuesta nº1:

Se indica que evitar el desprendimiento de carga del primer escalón del EDAC como criterio para el dimensionamiento de la reserva no se traduce en un aporte efectivo a la seguridad de la operación, por cuanto la excursión de la frecuencia ante las máximas contingencias simples (severidad 5) y en escenarios de mínima inercia, con y sin desprendimiento del primer escalón de carga, no derivan en problemas que comprometan la seguridad de la operación por desconexión descontrolada de instalaciones o inestabilidad sistémica. Además, debido a la baja probabilidad conjunta de contingencias simples de generación mayor en escenarios de baja inercia sistémica, la operación del primer escalón del EDAC de frecuencia presentaría una baja probabilidad de ocurrencia, y en

consecuencia afectaría de manera poco significativa la disponibilidad de suministro de las correspondientes cargas del EDAC. Cabe señalar que, a raíz de los mayores niveles de inercia que presenta el sistema eléctrico actual, no son habituales las desconexiones de consumos por EDAC de frecuencia ante contingencias simples de generación.

No es consistente lo indicado en el segundo párrafo de las observaciones respecto de lo señalado en punto 1.1 del informe preliminar. El aporte de reserva permanente es aquel que tiene como objetivo el restablecimiento de la frecuencia postcontingencia de régimen permanente dentro de la banda de $50 \pm 0,7$ [Hz].

La incorporación de la restricción adicional de aporte inicial de CPF en el modelo de programación de la operación, la cual tiene por objeto evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC, se podría traducir en un incremento de los costos de operación. Los aportes iniciales mínimos requeridos se traducen en mayor número de unidades participando en el CPF en la operación real del SEN, respecto el caso de solamente considerar como restricción los aportes de carácter permanente. Esto se puede inferir a partir del orden de magnitud de los aportes individuales de la tabla 18 en el punto 4.3.2.

Finalmente, en caso de permitir el desprendimiento de carga por acción del EDAC, no habría un requerimiento específico de aporte inicial de CPF respecto de lo que proporcionan por defecto las unidades que participan del CPF en la operación real.

2 OBSERVACIONES DE COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM

2.1 Observación nº1

“La síntesis de Escenarios Base que se presenta en la Tabla 5 y Tabla 7 puede no reflejar condiciones actuales y proyectadas en el corto plazo de la operación del sistema eléctrico nacional, particularmente en un contexto de hidrología seca donde además se deben respetar restricciones de control de cota de embalses.

Por ejemplo, se indica que se consideran operativas / participantes centrales como Rapel, Colbún – Machicura, Pehuenche, Canutillar, entre otras.

Durante los últimos 12 meses se ha observado que el cumplimiento de restricciones de control de cota, ante la disponibilidad de caudal, parte de las centrales mencionadas anteriormente no operan o ven su operación restringida significativamente durante algunos periodos.

Luego, ¿puede considerarse válido el nivel de generación hidroeléctrica considerado como disponible por el Coordinador en la operación proyectada del sistema para el año 2020?

Se agradece que el Coordinador revise si los resultados siguen siendo válidos en escenarios donde se considera un despacho de centrales hidroeléctricas ajustado a lo que podría observarse al considerar restricciones de cota y los caudales publicados por el Coordinador en el informe de deshielo. Esta recomendación aplica, por ejemplo, a Central Rapel, que no generó en el periodo enero – febrero de 2019; central Angostura con generación limitada en abril; central Canutillar con agotamientos persistentes en febrero; El Toro con generación escasa en periodo junio – octubre, etc.

Se sugiere que el Coordinador explicita criterios bajo los cuales define los Escenarios Base definidos en la Sección 4.1.2, particularmente respecto de los niveles de generación representativos de las centrales hidroeléctricas en las principales zonas del país.

Se debe fundamentar que los niveles de generación utilizados están alineados con las proyecciones de generación que el Coordinador estima para el próximo año en función de la mejor información disponible de caudales y deshielos proyectados, y considerando además restricciones de control de cota que los Coordinados han informado al Coordinador”.

Respuesta nº1:

Los despachos considerados corresponden a la operación prevista a partir de los antecedentes que disponía el Coordinador al inicio del estudio. Sin perjuicio de lo anterior y de acuerdo con lo que se puede apreciar a lo largo del informe, los despachos considerados no tienen una incidencia significativa en los resultados. En contraste con lo anterior, la mínima inercia prevista si tiene directa incidencia y resulta a partir de los pronósticos de generación ERV, como así también de las proyecciones de demanda. Adicionalmente cabe señalar que, las verificaciones de la respuesta del SEN ante contingencia simple fueron realizadas en el caso de participación de unidades exclusivamente térmicas en el CPF.

2.2 Observación nº2

“Respecto a la asignación de las reservas para el CPF, anteriormente se consideraba un criterio basado en asignación de reservas por zona (Macro Zona Norte y resto del Sistema), el decir, la reserva total del sistema se asignaba en una proporción a unidades de la zona norte, y en otra proporción a unidades de la zona centro sur.

Al observar el resultado descrito en la Sección 4.3, se observa que la definición de reservas por zonas no es un factor relevante.

¿Cuál es la justificación para evitar referirse a un requerimiento de reserva zonal? Se solicita justificar apropiadamente y explicitar los criterios que el Coordinador utiliza para realizar esta definición (que debiera ser consistente con la operación real del sistema bajo criterios de seguridad).

En caso que el Coordinador considere necesario que para cumplir con criterios de seguridad del sistema se requiere un requerimiento de reserva zonal, se sugiere actualizar el reporte con dicho requerimiento.

A modo de ejemplo, en la Sección 4.3.2 del reporte, el Coordinador indica: “Finalmente cabe señalar que, si bien este es el listado de unidades habilitadas para participar en el CPF, las unidades que en efecto participen en el CPF durante la operación real, serán definidas por la programación de la operación, considerando las restricciones y condiciones operativas reales.”

En relación al párrafo citado anteriormente, no queda claro si la definición de un requerimiento de reserva mínimo zonal es un resultado de las restricciones y condiciones operativas reales, o si la definición de un requerimiento de reserva mínimo zonal es una regla o criterio justificado que condiciona la definición de condiciones operativas”.

Respuesta nº2:

Tal como se señala en el informe en el punto 4.1.7, no se justifica establecer restricciones de reserva para CPF considerando que, para las condiciones más desfavorables en términos de la estabilidad de frecuencia, no fueron detectados riesgos. El caso de contingencias de severidad 5 que conllevan los mayores desbalances en condiciones particulares de disponibilidad de reservas para CPF, pueden traducirse en requerimientos de potencia reactiva significativos debido al déficit y al aumento de transferencias por acción del CPF. Estas situaciones serían las más desfavorables, sin embargo pueden abordarse mediante un adecuada reserva de potencia reactiva y no se justifica establecer restricciones de reserva mínima zonal para CPF.

Por otro lado, las restricciones y condiciones operativas reales que determinan las unidades que en efecto participen en el CPF, no refieren en absoluto a restricciones en cuanto a reservas mínimas zonales, sino más bien a la disponibilidad del recursos primario y el despacho económico.

2.3 Observación nº3

“Respecto a la definición de CSF y CTF, en la tabla 21 se entregan los requerimientos totales por bloque.

Respecto a la asignación de reservas para el CSF y CTF, en la página 75, para el CSF, se indica:

a.) *“Respecto a las unidades participantes, estas deben ser 3 unidades como mínimo, de modo que en forma individual no contengan más del 50% de la reserva en el AGC, y cada una de ellas se limita a tener una rampa máxima de toma de carga de 20 [MW/min].”*

b.) *“Finalmente cabe señalar que, si bien se mencionan un cierto número de unidades habilitadas para participar en el CSF (AGC), las unidades que en efecto participen en el CSF y CTF durante la operación real para el SEN, serán definidas por la programación de la operación, considerando las restricciones y condiciones operativas reales.”*

Al respecto, surgen dos interrogantes:

1. *¿Cuál es la justificación para evitar referirse a un requerimiento de reserva zonal? Se debiera justificar apropiadamente. En caso que el Coordinador considere necesario que para cumplir con criterios de seguridad del sistema se requiere un requerimiento de reserva zonal, se sugiere actualizar el reporte con dicho requerimiento.*

2. *¿Cómo lo indicado en los párrafos indicados en los literales a) y b) será consistente con el mecanismo de subasta que se ha definido para el CSF y CTF? Se sugiere que el Coordinador justifique apropiadamente en consistencia con la definición del mecanismo de subastas que se ha definido para el CSF y CTF.*

3. *Se sugiere que el Coordinador justifique cómo considerará “las restricciones y condiciones operativas reales” en el mecanismo de subasta de CSF y CTF que debe implementar a partir del 1 de enero de 2020. En caso que no sea posible justificar apropiadamente ¿Es posible establecer que existen condiciones de competencia para asignar los SSCC de CSF y CTF bajo el mecanismo de subastas que se ha diseñado? ¿Es posible mantener la intención de desarrollar de subastas por CSF y CTF? Se debe fundamentar apropiadamente la respuesta.*

4. *En caso que se mantenga la intención de realizar subastas, ¿Cómo el Coordinador cumplirá el requerimiento que surge de la afirmación: “las unidades que en efecto participen en el CSF y CTF durante la operación real para el SEN, serán definidas por la programación de la operación, considerando las restricciones y condiciones operativas reales.”? En caso de no cumplir con el requerimiento indicado anteriormente ¿Cuál es el riesgo que percibe el Coordinador para la Operación Segura y Económica del Sistema?”*

Respuesta n°3:

No se evidencian restricciones significativas en el sistema de transmisión para el horizonte del estudio, que permitan justificar la necesidad de establecer restricciones de reservas mínimas zonales. La función del CSF corresponde a establecer la frecuencia al valor nominal y no tiene directa relación con la seguridad, a diferencia del CRF y CPF. El CTF tampoco tiene directa relación con la seguridad del SEN. Por lo tanto, si para el caso del CPF no se requiere incorporar restricciones de reservas mínimas zonales, es aun menos justificable para el caso del CSF y CTF.

La consistencia de la implementación restricciones operativas (unidades mínimas AGC, rampas máximas, etc) en el proceso de co-optimización con el mecanismo de subasta definidos para el CSF y CTF excede los alcances de este estudio.

Las condiciones de competencia de los distintos SSCC forman parte de los Informes de SSCC, habiéndose publicado una primera versión en junio de este año¹ y una actualización este en septiembre del presente².

Finalmente, el listado de las unidades que se encuentran habilitadas y disponibles para proporcionar el SSCC de CF, en cada una sus diferentes categorías, corresponde a un elemento de entrada más en el modelo de co-optimización de la programación de la operación y este será quien determine las unidades que en efecto participen en el CF en la operación real (día a día)

¹ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/isscc-2020/informe-de-sscc-2020-version-junio-2019/>

² <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/isscc-2020/informe-de-sscc-2020-version-septiembre-2019>

3 OBSERVACIONES DE ENGIE ENERGÍA CHILE

3.1 Observación nº1

“Hacemos notar que en esta nueva revisión no se está considerando la asignación de reservas de forma geográfica, solicitamos aclarar al Coordinador que ocurriría ante una severidad 5 en la zona sur del SEN, considerando un escenario de operación de altas transferencias (con compensación completa) norte > sur por el tramo Nva Pan de Azúcar – Polpaico”.

Respuesta nº1:

En primera instancia podemos señalar que, las transferencias máximas admisibles por el sistema de 500 kV del norte del SEN no están limitadas por contingencias de severidad 5. En efecto, estas transferencias máximas quedan determinadas por contingencias de severidad 4 (cortocircuito bifásico a tierra con despeje en 120 [ms]) en líneas del ST de 500 kV.

Sin perjuicio de lo anterior, se tiene que, en el caso que la reserva se encuentre distribuida en unidades al sur de S/E Polpaico, frente a una contingencia de severidad 5 en el sur del SEN, no habría un incremento de transferencias como consecuencia de la acción del CPF. En caso que la reserva se encuentre distribuida principalmente en unidades ubicadas al norte de S/E Pan de Azúcar, una contingencia de severidad 5 en el sur del SEN produciría un incremento de transferencias por el tramo Nva Pan de Azúcar – Polpaico. En estas circunstancias, este tramo quedaría operando temporalmente sin criterio N-1 pero sin exceder la capacidad de la línea, mientras se restablece la transferencia a condiciones de operación normal mediante el CSF y/o CTF.

Adicionalmente se aclara que, las verificaciones de la respuesta del SEN ante contingencia simple de generación también consideraron casos en que el CPF es realizado por unidades exclusivamente térmicas, las cuales se encuentran ubicadas al norte de S/E Pan de Azúcar.

3.2 Observación nº2

“¿Cómo se consideran los BESS en el despacho?, dado que al considerar la asignación actual de reservas (tipo 4 de acuerdo al documento), las unidades de menor costo -las cuales poseen BESS asociados-, quedan despachadas a Pmax, es decir, sin reserva CPF cubierta por los BESS, lo que en consecuencia remueve a los BESS actuales de la operación del sistema”.

Respuesta nº2:

En efecto, el criterio de asignación de reservas corresponde al establecido en los artículos 6-43 y 6-49 de la NT SyCS según tipo 4 “Asignación de las reservas para el CPF en un conjunto restringido de unidades de generación que estén participando del CPF según la operación más económica”.

Tanto en la programación como en el despacho de generación, los BESS son equipos que los Coordinados ponen a disposición de la operación para reemplazar los aportes a la reserva primaria que deben entregar sus respectivas unidades que hayan sido instruidas para hacer los aportes correspondientes al CPF. De esta manera, en la programación de la operación que en la actualidad realiza el Coordinador, se modelan los equipos mencionados asociados a una central en particular definida por el titular de la instalación.