
ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Parte 2 Respuestas a Observaciones al Informe
Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Diciembre 2021



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

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	17-12-2021	Parte 2 Respuesta Observaciones al Informe Preliminar	Carlos Prieto C Marcelo Cifuentes R.	Víctor Velar G.

1 ACCIONA ENERGÍA CHILE HOLDINGS, S.A.

1.1 Observación °1

“Pág 43 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 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°1:

El objetivo 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 aún 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. En rigor se presentan más bien otras necesidades dado que, al alcanzar montos bajo los 25 [GVAs] de inercia del SEN, habría problemas de convergencia (probablemente por bajo nivel de cortocircuito en el Norte Grande) ante contingencias de severidad 5 de una unidad de Central Cochrane, por ejemplo.

1.2 Observación °2

“En pagina 48, el estudio considera para los PFV Almey y Usya un valor de potencia máxima superior a la potencia máxima informada por Acciona Energía en los respectivos informes de Potencia de Máxima y que se encuentran cargados en la plataforma PGP, esto se considera un error, pues estos parques limitan su inyección de Potencia al valor informado por Acciona. A continuación, se presenta figura con el error detectado.

Tabla 19: Listado Plantas ERV homologadas que podrían aportar al CPF: montos iniciales instantáneos y efectivos para contingencias de generación.

Unidad	Tipo	Pmáx [MW]	Aporte RCPF Inicial	
			Instantáneo [MW]	Efectivo [MW]
PE San Gabriel	Eólico	183,0	18,5	12,7
PFV Almeyda	Fotovoltaico	60,5	4,6	3,3
PFV Cerro Dominador	Fotovoltaico	100,1	30,5	17,5
PE El Maitén	Eólico	10,9	4,4	2,9
PFV Andes Solar II	Fotovoltaico	72,3	6,6	3,0
PE Tolpán Sur	Eólico	84,0	11,3	8,9
PFV Usya	Fotovoltaico	60,6	4,5	4,0

Segun informe de potencia máxima es 52,4MW

Segun Informe de Potencia Máxima es 52,4MW

Figura 1: Extracto página 48 Estudio Control de Frecuencia Parte 2

Se solicita corregir el Estudio considerando que para los PFV Almeyda y Usya el valor de potencia Máxima es 52,4MW”

Respuesta n°2

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

1.3 Observación °3

“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 n°3:

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 el aporte que tendrían si llegasen a participar en el CPF. Los resultados muestran que la mayoría tiene, en efecto, una respuesta asimétrica.

Cabe señalar que, la asimetría del comportamiento de las plantas no es necesariamente inadecuada, pues los requerimientos a nivel sistémico no son simétricos. Basta ver, por ejemplo, que los montos de reservas para CPF de subida permanente difieren de los montos del CPF de bajada permanentes.

2 OBSERVACIONES DE ANGLO AMERICAN SUR

2.1 Observación nº1

“Se observa un alto incremento en las reservas requeridas para CTF, en comparación al estudio del Primer Semestre (Parte 1), especialmente en los bloques de Primavera - Verano, donde se han más que duplicado algunos niveles. No resulta evidentemente comprensible que haya sido necesario incrementar reservas para subir generación en horarios donde la demanda baja, y también incrementar reservas para bajar generación cuando la demanda va en subida. Lo anterior, bajo el contexto que no vemos que las condiciones operacionales del sistema hayan sufrido modificaciones tan relevantes que justifiquen las variaciones que se muestran en la tabla siguiente.

Por tanto, en atención a lo observado, se solicita explicar con mayor detalle los resultados obtenidos, y revisar el cálculo de RCTF.”

Variaciones de reservas (1Sem a 2Sem) Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		RCTF		RCTF	
		[%]		[%]	
		-	+	-	+
CTF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	41%	-29%	22%	-48%
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	16%	39%	-17%	3%
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-21%	11%	-52%	38%
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-1%	5%	-14%	2%
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-14%	-6%	-12%	13%
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	33%	30%	13%	32%
Variaciones de reservas (1Sem a 2Sem) Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		RCTF		RCTF	
		[%]		[%]	
		-	+	-	+
CTF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	45%	28%	51%	218%
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	26%	100%	-30%	600%
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-50%	20%	-22%	169%
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	4%	-41%	12%	-26%
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-33%	106%	-107%	263%
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	69%	19%	13%	118%

Respuesta nº1:

Los análisis para las categorías CSF/CTF fueron actualizados en conformidad a lo establecido en el art. 3-5 de la NT SCCC, considerando registros de la operación real desde el 1 de agosto de 2020 hasta el 31 de julio de 2021. En la tablas adjuntas y extraídas directamente del Informe se observa que no se trata de montos significativamente altos respecto a las reservas totales, y por lo tanto, la sola consideración de los valores porcentuales puede llevar a conclusiones incompletas.

“Tabla 1: Resumen Requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia

Resumen Requerimientos para CSF y CTF				
Estacionalidad Otoño-Invierno				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-130 / +130	-175 / +154	-130 / +130	-202 / +145
Bloque 2: 02:00 - 06:59	-130 / +130	-54 / +68	-130 / +130	-68 / +36
Bloque 3: 07:00 - 09:59	-174 / +130	-253 / +300	-174 / +130	-250 / +267
Bloque 4: 10:00 - 15:59	-130 / +130	-211 / +85	-130 / +130	-195 / +96
Bloque 5: 16:00 - 18:59	-130 / +206	-317 / +268	-130 / +206	-298 / +299
Bloque 6: 19:00 - 21:59	-130 / +153	-102 / +183	-130 / +153	-139 / +164
Estacionalidad Primavera - Verano				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-130 / +130	-146 / +162	-130 / +130	-134 / +194
Bloque 2: 02:00 - 06:59	-130 / +130	-42 / +78	-130 / +130	-87 / +63
Bloque 3: 07:00 - 09:59	-155 / +130	-228 / +314	-155 / +130	-230 / +326
Bloque 4: 10:00 - 16:59	-130 / +130	-139 / +54	-130 / +130	-123 / +48
Bloque 5: 17:00 - 19:59	-130 / +190	-307 / +179	-130 / +190	-334 / +178
Bloque 6: 20:00 - 21:59	-130 / +146	-40 / +210	-130 / +146	-56 / +233

Sin perjuicio de lo anterior, los cambios en los resultados de las reservas para CTF se deben al efecto de la alta penetración de generación distribuida del tipo renovable, que tiene incidencia en la obtención de la demanda neta real, la que se compara con los valores de la generación programada, para finalmente obtener una sola distribución de probabilidades mediante la convolución de todos los demás factores de influencia, conforme a lo métodos probabilísticos que se establecen en los Artículos 3-21, 3-23 y 3-28 de la NT SCCC. Asimismo, la penetración de la generación renovable no PMGD, solar y eólica principalmente, se ha visto incrementada en aproximadamente un 10%

comparando los meses de enero de 2020 (registro empleado en el estudio del primer semestre) y enero de 2021 (registro utilizado en el estudio del segundo semestre).

2.2 Observación nº2

En el punto 1.1 Reservas para Control de Frecuencia en Escenarios de Operación Excepcionales, título “Montos Menores de desconexión de unidades, bajo 400 [MW]”, se indica que “En situaciones de escasez de recursos hidráulicos para participar en la prestación de CPF, se podría justificar instruir directamente a unidades térmicas como San Isidro II y U16 que presten CPF, limitando su potencia máxima”.

Al respecto, se solicita confirmar cuáles son las condiciones para que efectivamente se justifique la instrucción directa de las unidades señaladas. Lo anterior, en atención a que el párrafo indica que se “justificaría” en condicional.

Respuesta nº2:

La solicitud indicada más bien corresponde a un alcance asociado a la programación de la operación. Esto pues depende de la disponibilidad real de los recursos y los despachos reales. No obstante, en términos generales, es posible que sea más conveniente considerar en el control de frecuencia una de estas unidades si ya están despachadas, que despachar una unidad hidráulica para efectos de cumplir con los requerimientos de reservas. En condiciones de vigencia de un decreto de racionamiento preventivo, por ejemplo, se emplean criterios de uso restringido del recurso hídrico.

En todo caso, para efectos del este estudio, esta situación solo cobra relevancia en términos de la cuantificación de los requerimientos de reservas para el control de frecuencia.

2.3 Observación nº3

En el punto “3.2 Proyectos Incluidos en el Estudio” se indica “que previendo la posibilidad de nuevos antecedentes, se incluyen análisis para condiciones más exigentes a las previstas para efectos del Control de Frecuencia”.

Al respecto, se solicita aclarar cuáles son las condiciones más exigentes a la previstas incluidas, cómo se justifican considerando la normativa, y el análisis técnico que permitió dimensionarlas.”

Respuesta nº3:

El detalle de los análisis y condiciones mencionadas se describe en el punto 4.3 “Análisis CRF CPF Prospectivo”. Tal como se explica en el Informe, el efecto de la demanda y la inercia son los más relevantes. Por lo tanto, es evidente que, en caso de que haya nuevos antecedentes de proyectos, esto tiene impacto para efectos de la inercia mínima prevista y que corresponde precisamente al objetivo de los análisis prospectivos. Lo anterior debido a que, en dichos análisis se alcanza inercias bastante más bajas a las previstas.

Los resultados de los requerimientos están determinados para varias condiciones, dada la dependencia ante las condiciones de inercia y demanda del SEN. Por tanto, obviamente, de presentarse condiciones más favorables a las analizadas, las reservas ya se encuentran determinadas en la primera entrega del estudio.

Finalmente, cabe señalar que las reservas requeridas en la operación real del SEN, están determinadas por las condiciones de demanda e inercia estimadas en la programación de la operación.

2.4 Observación nº4

“Con ocasión del ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS, Parte 1, Anglo American Sur realizó una observación a la determinación de la reserva para CPF- (observación N°1). En el documento de respuestas a las observaciones, el Coordinador indicó:

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 monto 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 comprometerla 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 una 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.***

Al respecto:

- 1) *Observamos que en el presente informe se ha mantenido la desconexión de 200 MW de consumo como la peor contingencia de consumo. Al respecto, agradeceremos incorporar*

la información disponible y los análisis realizados en base a ella, que llevaron a la conclusión de mantener dicha contingencia con aquella que determina el monto de reserva para CPF-.

- 2) *Se solicita incorporar en el análisis anterior que actualmente existirían esquemas EDAG por sobrefrecuencia, de acuerdo con lo indicado en la carta DE02476-21. Actualizar las conclusiones del estudio, de resultar distintas al incorporar dicho análisis. “*

Respuesta nº4:

Si bien en la respuesta citada se indicó que se realizaría una revisión de desprendimientos de demanda importantes basado en eventos registrados en la operación del SEN, en esta versión del estudio no se priorizó la revisión de montos de reservas que resultaban más sensibles a los supuestos tomados para el desarrollo de la parte 1.. Adicionalmente, las razones descritas en la respuesta enviada en su momento siguen siendo válidas.

No obstante, como parte de la observación planteada, se ha realizado una revisión de contingencias con desconexión de consumos, donde se ha observado que se han registrado pérdidas de consumos mayores a 400 MW. En la mayoría de los casos, los mayores montos de consumos desconectados están asociados a eventos donde la contingencia se propaga a más de una instalación, por ejemplo en ambos circuitos de la línea Cautín - Ciruelos o entre Charrúa - Mulchén – Cautín. Ejemplos de lo descrito pueden verse en los EAF 210/2021, EAF 234/2020, EAF 112/2020 y EAF 045/2020¹. El resto de las fallas con mayores pérdidas de consumos, han ocurrido en instalaciones dedicadas donde, por ejemplo, el consumo industrial tenía conectados del orden de 120 MW.

Cabe señalar que el Coordinador se encuentra permanentemente buscando incorporar mejoras en el desarrollo de Estudios. En este sentido, las exigencias para ERV en condiciones de sobrefrecuencia, como así la dependencia de las reservas de bajada en función del nivel de demanda del SEN, representan una mejora en orden de reducir los montos sin comprometer la seguridad del SEN.

Finalmente , respecto del EDAG, este esquema tiene como propósito ser empleado ante contingencias extremas, precisamente porque es parte del Plan de Defensa ante Contingencias Extremas PDCE, que además es de carácter local en la zona Norte del SEN (Apertura del SEN con el Norte Grande en condiciones de altos excedentes). Por lo anterior, este EDAG no está contemplado para atender contingencias de desconexión de consumos que determinan los montos requeridos de reservas de bajada. Por lo tanto, no existen razones para modificar las conclusiones del Estudio.

¹ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-operacionales/estudios-de-analisis-de-falla/>

2.5 Observación nº5

“Se solicita revisar el monto de máxima desconexión de generación, ya que de acuerdo con Infotécnica la potencia bruta máxima de la central San Isidro es de 387 MW. En caso de detectarse un monto de potencia máxima menor a 400 MW, se solicita revisar los resultados del estudio.”

Respuesta nº5:

Respecto los escenarios previstos y las condiciones que se presentarán en la operación real, cabe señalar que el nivel de generación bruta total asociada al nivel de demanda, junto con la inercia, determinan las condiciones más importantes para evaluar con cierto grado de certeza los montos requeridos para reservas ante contingencias. Para cada una de estas condiciones, evaluar distintos montos de potencia e inercia desconectada introducen un grado de variabilidad e incertidumbre adicional en los análisis, 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.

Sin perjuicio de lo anterior, en el Punto 4.2 se detallan los análisis para montos de desconexión significativamente menores, en caso de que se tenga certeza de presentarse tales condiciones .