

INFORME GO-SEN N° 1/2021

REGLAS DE OPERACIÓN SSCC EN TIEMPO REAL

GERENCIA DE OPERACIÓN

---

Enero de 2021



## Reglas de Operación SSCC en tiempo Real

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó	Aprobó
1	01-01-2021	Informe Subastas de SSCC	Subgerencia De Operación en Tiempo Real	Rodrigo Espinoza Juan Pablo Avalos Marcelo Rubio Gretchen Zbinden Juan M. Donoso	Patricio Valenzuela

## Tabla de contenido

1. Introducción .....	4
2. Aspectos Generales.....	5
2.1. Conceptos Aplicables .....	5
2.2. Servicios Complementario de Control de Frecuencia .....	7
2.3. Tiempos de actuación de los SSCC .....	10
3. Oferta de Servicios de Control de Frecuencia.....	12
4. Reglas de gestión de SSCC.....	13
4.1. Información para entregar en el programa de operación. ....	13
4.2. Activación o uso de los Servicios Complementarios .....	14
4.3. Disponibilidad de los servicios complementarios en la OTR.....	15
5. SSCC de Control de Frecuencia en la Operación en Tiempo Real .....	25
5.1. Disponibilidad de SSCC de Control de Frecuencia .....	25
5.2. Activación de SSCC de Control de Frecuencia.....	26
5.3. Casuísticas.....	30

## 1. Introducción

Conforme a lo comunicado por el Coordinador en el Informe Final de Servicios Complementarios (SSCC) 2021, publicado el 29 de diciembre de 2020, a partir del 01 de enero de 2021 se introducen cambios al mecanismo de provisión y definiciones de algunos SSCC.

Considerando lo anterior, y desde el punto de vista de la ejecución de los programas en la operación en tiempo real, surgen una serie de elementos que condicionan el accionar de los ingenieros del CDC y que deben quedar debidamente reguladas en la forma de procedimientos operacionales o reglas de operación aplicables a la coordinación de la operación en tiempo real bajo el mecanismo de Subastas de SSCC.

Al respecto, resulta útil mantener conceptualmente separado el mercado de la energía del mercado de SSCC, y lo que corresponde a un evento de disponibilidad respecto de un evento de activación de SSCC, como se verá en el numeral 2 del presente informe.

El objetivo de este documento es establecer la línea base para esas reglas, teniendo a la vista la normativa aplicable y las definiciones que se han tomado para especificar el proceso de Subastas de SSCC que deberá aplicar el Coordinador.

Teniendo en cuenta lo anterior, este documento se estructura en una primera parte describiendo los conceptos generales para aplicar las reglas establecidas y los SSCC provistos por Instrucción Directa, así como las características propias de estos, establecidas tanto en las Resoluciones Exentas N°827/2019 y N°442/2020 de la Comisión Nacional de Energía (Definición de SSCC), como en el Informe de SSCC elaborado por el Coordinador. Luego se describen las características del proceso de subastas y del respectivo proceso de programación, bajo el cual se optimiza de manera conjunta energía y reservas (co-optimización), presentando los cambios y nuevas salidas que les serán entregadas a los ingenieros del CDC para usarlas en conjunto con las reglas de operación. Finalmente se establecen en primer término las reglas para el uso de las reservas programadas bajo el mecanismo de Subastas, para luego detallar qué reglas deberán seguir los ingenieros del CDC para completar la disponibilidad de estas reservas en el caso que en tiempo real se produzca un déficit del requerimiento.

## 2. Aspectos Generales

### 2.1. Conceptos Aplicables

Para poder aplicar el esquema vigente de mercado de SCCC, resulta esencial separar conceptualmente el mercado de energía de lo que corresponde al mercado de SCCC. El primero se orienta a garantizar la disponibilidad del recurso de generación para suplir y seguir la demanda de energía horaria prevista para un horizonte determinado, mientras que el segundo se orienta a disponer de recursos para cubrir los desbalances que se producen en la operación en tiempo real producto de desviaciones de demanda neta (errores de predicción ERNC o demanda) o algún otro evento intra-diario, para el mismo horizonte. La figura siguiente describe ambos mercados.

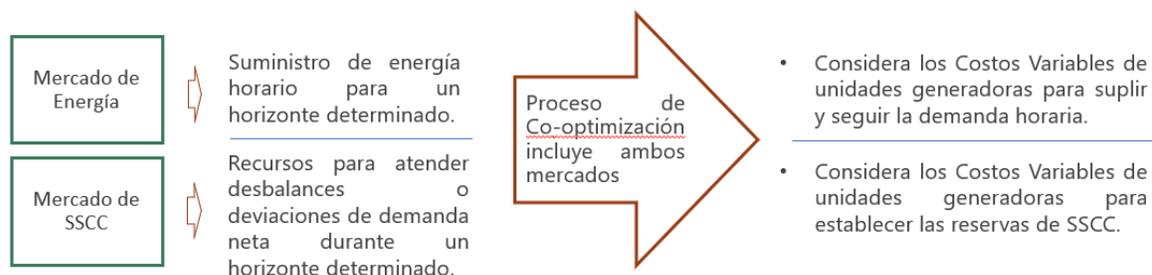


Figura 1: Representación esquemática del funcionamiento del mercado de energía y SCCC

Para garantizar la disponibilidad de estos recursos en forma óptima, se realizará un proceso de programación de la operación de corto plazo (PCP, pre-despacho o unit commitment), el que mediante un método denominado co-optimización, incluye ambos mercados en un único proceso de cálculo que permite establecer un programa diario óptimo para el horizonte de 24 horas del día siguiente (día N).

Es importante destacar, que para poder aplicar las reglas del régimen de SCCC, y utilizar en forma correcta los recursos disponibles, es necesario entender la diferencia entre Disponibilidad y Activación, conforme se describe a continuación:

- **Disponibilidad:** contar con recursos para suplir la demanda de energía horaria y/o para mantener las reservas de SCCC.
- **Activación:** uso de las reservas de SCCC.

De esta manera, durante la operación en tiempo real, se podrían presentar los dos siguientes eventos:

- a) **Evento de Disponibilidad:** perder o recuperar recursos destinados a cubrir la demanda de energía horaria y/o perder las reservas de SCCC, producto de:
  - i. Restricción o indisponibilidad de unidades generadoras y/o instalaciones del sistema de transmisión.
  - ii. Suspensión de limitaciones programadas de unidades generadoras.
  - iii. Cambio en las condiciones de seguridad del SEN no previstas.
  - iv. Desvío permanente de demanda (por un tiempo mayor a 1 hora).
  - v. Desacoples, entre otros eventos intra-horarios.

- b) **Evento de activación:** uso de las reservas de SSCC para atender desviaciones de demanda neta o desbalances intra-horarios:
- i. Activación del CPF (+-) y CSF (+-) para corregir desviaciones de frecuencia.
  - ii. Activación del CTF (+-) para recuperar las reservas utilizadas por el CPF y CSF, el cual puede ser activado solo por el período máximo de una hora.

Las acciones que se deberán ejecutar durante la operación en tiempo real dependerán del tipo de evento que se produzca. A continuación, se resume en una imagen, la aplicación de reglas que se describen en el presente documento, según evento de disponibilidad o activación:



Figura 2: resumen de reglas según evento de disponibilidad y activación.

Cabe destacar que, si bien el presente documento se focaliza principalmente en detallar las reglas que aplican al mercado de SSCC en la operación en tiempo real, el Ingeniero Despachador, deberá cumplir siempre con lo indicado en el presente punto para atender el mercado de energía y SSCC, considerando los eventos de disponibilidad y activación.

## 2.2. Servicios Complementario de Control de Frecuencia

De acuerdo con lo establecido en la Resolución Exenta 827/2019 los SSCC de Control de Frecuencia son los siguientes:

Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido por Subfrecuencia (CRF +)
	Control Rápido por Sobrefrecuencia (CRF -)
Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario por Subfrecuencia (CPF +)
	Control Primario por Sobrefrecuencia (CPF -)
Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF+)
	Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF-)
Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+)
	Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-)
Cargas Interrumpibles (CI)	Cargas Interrumpibles (CI)

*Tabla 1: Categorías y subcategorías de SSCC de Control de frecuencia.*

Conforme a lo establecido en el Informe de SSCC 2021, las categorías de CRF y CI no serían necesarias en el SEN durante el año 2021. Por otro lado, las categorías susceptibles de ser provistas a través de subastas son el CPF (-), el CSF y el CTF. En este contexto, los servicios de CPF (-), CSF y CTF serán incorporados en la co-optimización que se resuelve en el proceso de programación, utilizando las ofertas emitidas por las empresas generadoras para las distintas configuraciones y servicios subastados.

Cabe destacar que mediante estudios específicos y los estudios exigidos por la NT SSCC, se determinan los requerimientos sistémicos de cada SC, que según sea la naturaleza de este, podrá estar zonificado. En el caso particular del CSF y del CTF, el requerimiento es sistémico, no existiendo restricciones zonales. En el caso particular del CPF, existen dos restricciones de reserva sistémica a cumplir en cada instante, siendo estos Reserva CPF@10s y Reserva CPF@5min, atributos que también se incorporan al proceso de co-optimización. Las características y requerimientos mínimos de reservas para proveer estos SSCC se presentan a continuación:

### 2.2.1. Requerimientos de control primario de Frecuencia

- **Reserva CPF@10s:** Reserva necesaria para compensar la caída inicial de la frecuencia, teniendo por objetivo evitar la excursión de la frecuencia a niveles que podrían activar la operación de los EDAC por Subfrecuencia ante la ocurrencia de una contingencia simple. Esta reserva debe ser entregada durante los primeros 10 s después de ocurrida la contingencia.
- **Reserva CPF@5min:** Reserva requerida durante el tiempo de acción del CPF.

Para efectos de garantizar lo anterior, cada unidad generadora deberá cumplir con estos dos atributos para participar en el CPF, conforme a lo siguiente:

- **Aporte CPF@10s:** Reserva que aporta una unidad, ante la ocurrencia de una contingencia simple. Esta reserva debe ser entregada durante los primeros 10 s después de ocurrida la contingencia y su cuantificación se realiza considerando desviación de frecuencia de +/- 0.7 Hz.
- **Aporte CPF@5min:** Reserva promedio que aporta una unidad en un periodo de 5 minutos, ante una contingencia simple. En su cuantificación se considera una desviación de frecuencia de +/- 0.7 Hz y el aporte será la integral bajo la curva en un tiempo de 5 min desde concurrida la contingencia.

Al respecto, el servicio de CPF se establece de acuerdo con lo siguiente:

- A través de bandas de regulación asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente será igual que la reserva de sobrefrecuencia.
- Para atender variaciones aleatorias y/o naturales del sistema, en estado normal, se establece un requerimiento mínimo de +-39 [MW].
- Para atender contingencias de desconexión de generación en el SEN, se establece un requerimiento mínimo de CPF(+) en [MW], según lo siguiente:

- CPF@10s en función de la demanda y la inercia del sistema (*ver tabla siguiente*).

Demanda	Inercia	30 [GVAs]	35 [GVAs]	40 [GVAs]	45 [GVAs]	50 [GVAs]	55 [GVAs]	60 [GVAs]
6000 [MW]		-	290	248	217	192	189	186
6500 [MW]		322	274	236	209	184	181	178
7000 [MW]		300	258	225	200	175	172	169
7500 [MW]		277	242	214	191	167	164	161
8000 [MW]		255	226	202	182	159	156	153
8500 [MW]		233	211	191	174	150	147	144
9000 [MW]		211	195	179	165	142	139	136
9500 [MW]		189	179	168	156	133	130	128
10000 [MW]		-	163	157	148	125	122	119
10500 [MW]		-	-	145	139	117	114	111
11000 [MW]		-	-	134	130	108	105	102

Tabla 2: Reservas requeridas CPF(+) para CPF@10s[MW] en función de la demanda y la inercia

- CPF@5min en función de la demanda del sistema (*ver tabla siguiente*).

Demanda	Aporte CPF+ CPF@5min
6000 [MW]	322
6500 [MW]	313
7000 [MW]	304
7500 [MW]	294
8000 [MW]	285
8500 [MW]	276
9000 [MW]	266
9500 [MW]	257
10000 [MW]	248
10500 [MW]	238
11000 [MW]	229

*Tabla 3: Reservas requeridas CPF(+) para CPF@5mins[MW] en función de la demanda*

- d) Para efectos de soportar desconexión intempestiva de carga, se establece un requerimiento de CPF(-), para CPF@5min, de -157 [MW].

Cabe destacar que los requerimientos de CPF, en función de las variables CPF@10s, CPF@5min, demanda e inercia, serán representados de manera simplificada en el proceso de co-optimización de la operación, para permitir cumplir con estos requerimientos mínimos sin comprometer los tiempos de ejecución y plazos de entrega del programa.

### *2.2.2. Requerimientos de control secundario de frecuencia*

El control secundario de frecuencia opera en forma automática por medio del AGC y está destinado a corregir el error permanente de frecuencia que se produce debido a desviaciones intrahorarias de la demanda neta. Los requerimientos mínimos de reserva para CSF se determinan en función del producto entre la desviación de frecuencia aceptable (+-200 mHz) y el BIAS del sistema. La tabla siguiente presenta el requerimiento asociado a la reserva para CSF.

Categoría SC	Subcategoría	BIAS [MW/0.1 Hz]	Desviación de Frecuencia [Hz]	Reserva [MW]
CSF	CSF-	65	-0.2	-130
	CSF+	65	0.2	130

*Tabla 4: Reservas requeridas para CSF*

Adicionalmente, dado el monto de reserva determinado, la rampa sistémica resultante corresponde a +28/-24 [MW/min]. Asimismo, se debe respetar la restricción operativa del AGC en cuanto a que, al menos, existan 3 unidades participando simultáneamente en el automatismo.

### 2.2.3. Requerimiento de control terciario de frecuencia

El control terciario de frecuencia (CTF), que es activado, por una instrucción emanada del CDC, mediante consignas manuales, debe mantener un monto de reserva tal que complemente las reservas requeridas para CF, de manera que, en conjunto, puedan atender las desviaciones intrahorarias de frecuencia, que se producen debido a variaciones intrahorarias y errores de previsión de demanda. Los requerimientos de reservas para CTF se muestran en la tabla siguiente:

Categoría de SC	Bloque	CTF +	CTF -
CTF	Bloque 1 (00:00 - 05:59)	161 MW	-161 MW
	Bloque 2 (06:00 - 09:59)	245 MW	-195 MW
	Bloque 3 (10:00 - 16:59)	132 MW	-183 MW
	Bloque 4 (17:00 - 20:59)	305 MW	-293 MW
	Bloque 5 (21:00 - 23:59)	161 MW	-161 MW

Tabla 5: Reservas requeridas para CTF

### 2.3. Tiempos de actuación de los SSCC

A continuación, se entrega una definición de los tiempos de actuación basados en la Res. Exta. N°442/2020, relacionados con el SC de control de frecuencia y se describen los requerimientos de dichos tiempos en una tabla y en forma gráfica:

**Tiempo de Inicio de Activación:** Periodo en que se inicia la prestación del Recurso Técnico Comprometido, contado desde que es requerido el respectivo Servicio Complementario. Se entenderá que el respectivo Servicio Complementario es requerido cuando se produzca una condición operativa en el Sistema Eléctrico Nacional, que active automatismos locales; a través del envío de la consigna tratándose de servicios automáticos centralizados; o desde la instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador tratándose de Servicios Complementarios cuyo modo de activación no es mediante automatismos, según corresponda.

**Tiempo Total de Activación:** Periodo en que se entrega la totalidad del Recurso Técnico Comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación.

**Tiempo de Entrega:** Periodo en que las instalaciones deberán ser capaces de mantener el total del Recurso Técnico Comprometido de conformidad a lo dispuesto en la Res. Exta. N° 442/2020, contado desde el momento en que transcurrió Tiempo Total de Activación.

**Recurso Técnico Comprometido:** Recurso Técnico adjudicado o Instruido.

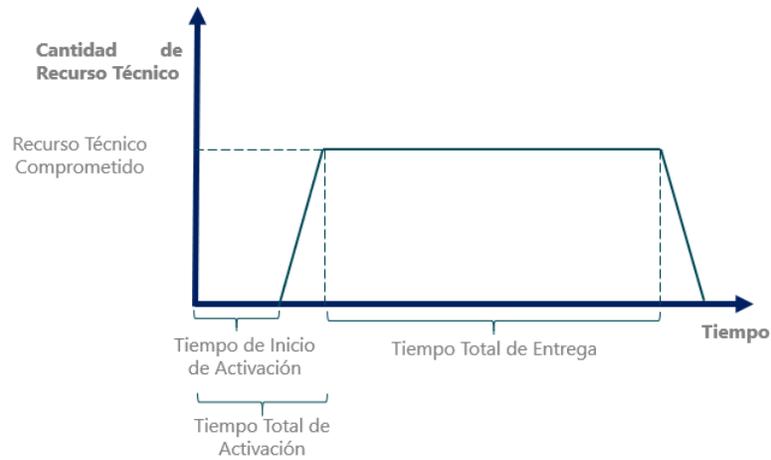


Figura 3: Tiempos de actuación

Categoría de SSCC	Modo de Activación	Tiempo de Inicio de Activación	Tiempo Total de Activación	Mínimo Tiempo de Entrega	Máximo Tiempo de Entrega
CPF	Automático Local		10 [s]	5 [min]	
CSF	Automático Centralizado		5 [min]	15 [min]	
CTF	Por Instrucción	5 [min]	15 [min]		1 [hr]

Tabla 6: Categorías SSCC de Control de frecuencia y tiempos de actuación.

### 3. Oferta de Servicios de Control de Frecuencia.

Se debe considerar que las ofertas deben cubrir los requerimientos sistémicos de cada SC que es subastado.

Al respecto, y bajo este régimen de SSSC, se identifica que se pueden presentar tres escenarios, los cuales se detallan a continuación:

- a) **Las ofertas presentadas son suficientes para cubrir los requerimientos sistémicos mínimos.** La programación se realiza con una co-optimización utilizando las ofertas presentadas por los Coordinados.
- b) **Las ofertas presentadas son insuficientes para cubrir los requerimientos sistémicos mínimos (subasta Parcialmente Desierta).** En este caso se procede a realizar la programación con co-optimización incorporando tanto los precios ofertados y una oferta ampliada (aumentada) para los bloques y servicios respectivos declarados parcialmente desiertos. La oferta ampliada considera a todas las instalaciones verificadas conectadas al SEN para dicho(s) servicio(s) con un valor igual al costo de desgaste representativo por tecnología para aquellas que no hayan presentado una oferta válida o no hayan presentado oferta. Los costos de desgaste representativos por tecnología se encuentran definidos en la RE N°443/2020 y RE N°493/2020 de la CNE, y mientras el Coordinador Eléctrico Nacional no realice los estudios para determinar estos costos, se utilizarán los valores indicados en las resoluciones antes señaladas.

Las configuraciones que prestan el servicio de reservas corresponderán a las configuraciones asignadas por el proceso de co-optimización (o predespacho) como resultado de haber utilizado la combinación de precios ofertados y la oferta ampliada.

- c) **No existen ofertas presentadas por los Coordinados (subasta desierta).** Se debe realizar la programación con una co-optimización en base a los mismos criterios que el literal anterior, es decir, conforme a la oferta ampliada (aumentada) y con un con un valor igual al costo de desgaste representativo por tecnología.

Adicionalmente, en la Minuta GM N°34-2020 <sup>1</sup> se describe en detalle el modelamiento técnico-económico del proceso de co-optimización de los recursos técnicos que proveen reservas operacionales para Control de Frecuencia y los respectivos requerimientos sistémicos.

---

<sup>1</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/12/2020-12-29-Minuta-GM-N%C2%BA34-2020-Modelaci%C3%B3n-y-Asignaci%C3%B3n-de-Servicios-Complementarios-de-Control-de-Frecuencia.pdf>

## 4. Reglas de gestión de SSCC.

En el proceso de elaboración del programa diario de operación (pre-despacho co-optimizado), se producirá la adjudicación de las ofertas de servicios complementarios de CPF(-), CSF(+), CSF(-), CTF(+) y CTF(-), por lo que el programa debe mostrar claramente qué configuraciones (unidades) prestarán los servicios y su respectivo aporte con detalle horario. La adjudicación es resultado del proceso de co-optimización.

Conforme a esto, de no existir un evento de disponibilidad (fallas de unidades o cambio en las restricciones operacionales o en las condiciones de seguridad del SEN, que afectan la disponibilidad o capacidad para suplir la demanda de energía y reservas para prestar el SC), el CDC debe respetar los resultados del proceso de co-optimización contenidos en el programa en lo que respecta al servicio de control de frecuencia y el nivel de despacho de las unidades.

En el caso de existir un evento de disponibilidad, el CDC deberá realizar un reprograma para adaptar el parque generador asegurando el suministro de energía horaria del sistema para el horizonte de operación diario, respetando los SSCC adjudicados en aquellas unidades que no han visto afectada su disponibilidad. Una vez realizada esta acción, si el evento de disponibilidad tuvo efecto sobre las reservas de SSCC, deberá aplicar las reglas de Instrucción Directa, descritas en el presente documento, para recuperar dichas reservas, respetando las reservas para los SSCC que fueron establecidos en la programación para el parque generador que no vio afectada su disponibilidad dado el evento.

Sin perjuicio de lo anterior, y en el caso de que el CDC evidencie una condición especial de operación en que la reasignación de reservas de SSCC, que puedan haber sido establecidas vía Instrucción Directa en la programación para una o algunas configuraciones, permite realizar un programa más económico vía el respectivo reprograma, podrá reasignar dichas reservas -de ser factible- siempre y cuando esto no implique degradar la seguridad del sistema.

### 4.1. Información para entregar en el programa de operación.

El Coordinador continuará entregando la información con el mismo nivel de detalle y formalidad con la que realiza hoy en día el Programa de Operación (montos de generación y reservas horarias programadas para cada configuración del sistema).

Respecto a la publicación de los precios ofertados y adjudicados se procederá de la siguiente forma:

- a) Al día siguiente de la programación (día N), a más tardar a las 12:00 horas, el Coordinador informará en su sitio web de subastas, tanto si la subasta fue declarada total o parcialmente desierta para algún bloque programado como la asignación final.
- b) En caso de subastas parcialmente desiertas, el Coordinador publicarán los valores máximos y los grupos empresariales pivotaes, al día hábil siguiente, acorde a lo señalado en la Res. Ex. 443, Res. Ex. 493 y siguientes.
- c) Transcurridos tres meses desde la respectiva adjudicación, el Coordinador publicará, en la Plataforma de subastas, tanto las ofertas adjudicadas como también información agregada relevante para las ofertas no adjudicadas.

## 4.2. Activación o uso de los Servicios Complementarios

Conforme se describe en el punto 2.1 del presente documento, un evento de activación ocurrirá ante desviaciones de frecuencia, producto de desbalances intra-horarios de demanda neta.

A continuación, se describe cómo deben utilizarse los servicios, ante un evento de activación, para cada uno de los SSCC asignados (Adjudicados o Instruidos Directamente).

### 4.2.1. Control Primario de Frecuencia

La activación del servicio se realizará del siguiente modo:

- La activación del servicio CPF(+) y el servicio de CPF (-) será automático y en función del estatismo, banda muerta y tiempo de establecimiento de cada unidad.

### 4.2.2. Control Secundario de Frecuencia

La activación del servicio se realizará en forma automática del siguiente modo:

- La activación del servicio CSF (+) y servicio CSF (-) se realizará en función de criterios técnicos, tales como la tasa de toma de carga, de los límites o márgenes de regulación.

### 4.2.3. Control Terciario de Frecuencia

La activación del servicio se realizará del siguiente modo:

- La activación del servicio CTF (+) se realizará en orden creciente de costos variables de las instalaciones que resultaron adjudicadas (es decir, se utilizará la lista de mérito o Política de Operación para estas unidades). El listado de centrales asignadas para realizar el CTF (+), podría incluir unidades en servicio (reserva en giro) o unidades fuera de servicio (reserva pronta), debiendo estas últimas cumplir con los requerimientos de Tiempo de Inicio de Activación (5 min), para poder ser adjudicadas.
- La activación del servicio CTF (-) se realizará en orden creciente de los valores ofertados de las instalaciones que resultaron adjudicadas, considerando la lista de mérito descrita en el literal a) de la presente sección.

Cabe destacar que, el CTF deberá ser aplicado sólo en los casos en que las acciones de Despacho Económico (seguimiento de demanda) no permitan equilibrar la generación con la demanda, y que dado esto se produzcan desviaciones de frecuencia generando que las reservas adjudicadas para CPF y CSF se activen y estén por debajo del requerimiento mínimo, con el objetivo de recuperar dichas reservas. Dependiendo de la envergadura y duración prevista para el evento, se deberá realizar un reprograma para recuperar la disponibilidad de reserva para CTF, que para el caso de CTF (-) podría implicar la detención de unidades.

Cabe destacar que el CTF puede ser utilizado ("**Tiempo de Entrega**") por un período máximo de una hora (contado desde el "**Tiempo Total de Activación**"). Adicionalmente, se debe tener en cuenta que en el caso del CTF (+) los potenciales prestadores del servicio pueden ser unidades que están fuera de línea (reserva pronta) o reserva en giro; del mismo modo dada la definición del servicio, el **Tiempo de Entrega** máximo para cualquiera de estos casos es de una hora. Por su parte, el **Tiempo Total de Activación**, que se establece como un requisito de tiempo máximo, se mide desde que se envía la consigna o se emite la instrucción por parte del CDC, por lo tanto, este

dependerá de si la central está en servicio o fuera de servicio; el segundo caso incluye el tiempo en que la unidad demora en sincronizar al sistema.

*a) Lista para activación de CTF de bajada.*

Como resultado del Programa de Operación, se contará con una lista de mérito de las configuraciones adjudicadas para entregar el servicio de CTF (-), compuesta solo por unidades en servicio, la cual siempre debe estar actualizada y estar disponible en paralelo a la política de operación. Esta lista muestra las configuraciones adjudicadas ordenadas desde la que ofertó más barato a la que ofertó más caro el servicio (sin mostrar los valores ofertados, solo el nombre de la configuración), para cada uno de los 5 bloques ofertados. La lista es dinámica, ya que sufre cambios a medida que transcurre el día, conforme a las adjudicaciones realizadas en el programa. El modo de operar en el CDC, cuando se requiere activar el CTF(-), es el siguiente:

- Se debe instruir la activación del CTF (-), de acuerdo con el orden mostrado en la lista.
- Si la configuración instruida, utiliza completamente el monto de reserva adjudicado, se debe proceder con la siguiente configuración de la lista hasta alcanzar el monto que se desea reducir.
- Si no quedara más reserva para CTF (-), es decir, más configuraciones adjudicadas para seguir activando CTF de bajada, y dependiendo de la envergadura y duración prevista para el evento se requiere bajar más generación o recuperar las reservas para CTF (-), se deberá realizar un reprograma para determinar cuál es la unidad generadora candidata a salir de servicio, en el entendido que no existe reserva en giro disponible para seguir disminuyendo generación, toda vez que previo a la activación del CTF se debió realizar acciones de control de seguimiento de demanda, y por lo tanto, haber utilizado la reserva en giro no adjudicada para CF. La emisión de estas instrucciones dependerá de las condiciones operacionales y duración del evento.

La estructura de la lista de CTF de Bajada a ser incluida en la programación se muestra a continuación:

Bloque 1		Bloque 2		Bloque 3		Bloque 4		Bloque 5	
HI	25-11-2020 0:00	HI	25-11-2020 6:00	HI	25-11-2020 10:00	HI	25-11-2020 17:00	HI	25-11-2020 21:00
HF	25-11-2020 5:59	HF	25-11-2020 9:59	HF	25-11-2020 16:59	HF	25-11-2020 20:59	HF	25-11-2020 23:59
N° 1	CONFIGURACIONES	N° 2	CONFIGURACIONES	N° 3	CONFIGURACIONES	N° 4	CONFIGURACIONES	N° 5	CONFIGURACIONES
1	Configuración 1	1	Configuración 1	1	Configuración 1	1	Configuración 1	1	Configuración 1
2	Configuración 2	2	Configuración 2	2	Configuración 2	2	Configuración 2	2	Configuración 2
3	Configuración 3	3	Configuración 3	3	Configuración 3	3	Configuración 3	3	Configuración 3
4	Configuración 4	4	Configuración 4	4	Configuración 4	4	Configuración 4	4	Configuración 4
5	Configuración N	5	Configuración N	5	Configuración N	5	Configuración N	5	Configuración N

*Figura 4: Ejemplo de lista de activación de CTF de bajada.*

### 4.3. Disponibilidad de los servicios complementarios en la OTR.

Conforme se describe en el punto 2.1 del presente documento, si ocurre un evento de disponibilidad (fallas de unidades o cambio en las restricciones operacionales o en las condiciones de seguridad del SEN, que afectan la disponibilidad o capacidad para suplir la demanda de energía y/o reservas prestar el SC), se deberá realizar un reprograma y efectuar una instrucción directa de SSCC, según corresponda.

Al respecto, cabe destacar que, dentro de los eventos de disponibilidad, se deberá tener presente dos casos particulares relacionados con los requerimientos de reserva para CPF(+), los cuales, conforme se ha descrito en el

punto 2.2 del presente documento, son dependientes de la inercia y la demanda del SEN. En efecto, dadas las variaciones de demanda que se presentan normalmente en el SEN, o ante la salida inesperada de una unidad generadora, el requerimiento mínimo de reserva para CPF podría cambiar en forma dinámica y por lo tanto presentarse un evento de disponibilidad. Cabe destacar que, ante variaciones fluctuantes de demanda, el requerimiento de reserva para CPF(+) podría estar variando entre un valor y otro si la demanda aumenta y disminuye periódicamente entre uno de los distintos límites establecidos en Tabla 2 y Tabla 3. De la misma manera, el retiro de servicio o despacho de una unidad implicará un aumento o disminución del requerimiento de reserva para el CPF(+), respectivamente, producto de la menor o mayor inercia disponible en el SEN.

Conforme a lo anterior, y ante variaciones fluctuantes de demanda, se deberá monitorear los requerimientos mínimos de reserva para CPF(+), conforme a la inercia y demanda presente en el SEN, manteniendo las condiciones de reserva presentes, por un tiempo mínimo de 15 minutos, antes de ejecutar acciones de corrección para cumplir con el requerimiento correspondiente. Se distinguen dos casos, para los cuales se deberá actuar conforme se describe a continuación:

*a) Déficit de reserva para CPF(+)*

En el caso que se identifique un déficit de reservas para CPF(+), producto de cambios en la demanda o inercia disponible en el SEN, se deberá incorporar mayor recurso de reserva para CPF(+), asignando la prestación del servicio por instrucción directa, ya sea a unidades que se encuentren en servicio o mediante el despacho de unidades generadoras hasta eliminar dicho déficit. Para estos efectos, y en el caso que el déficit tenga relación con una desviación de demanda, se deberá tomar en cuenta la inercia disponible en el SEN y la tendencia de la demanda, considerando un tiempo de 15 minutos para evaluar el comportamiento de la demanda. En caso de que el déficit se presente producto de la salida intempestiva o limitación de una unidad, sin que existan cambios importantes de demanda respecto al programa, el déficit deberá ser recuperado mediante acciones inmediatas.

*b) Exceso de reserva para CPF(+)*

En caso contrario, de existir un exceso de reserva para CPF(+), esto **NO** implicará necesariamente el retiro o la solicitud de boqueo del control de frecuencia de una unidad, para eliminar el exceso de reserva o la disminución inmediata de la reserva para CPF(+). En efecto, cabe destacar que, aun cuando el requerimiento mínimo de reserva para CPF(+) será establecido en forma dinámica en la programación – esto es, en forma óptima y dependiente de la demanda e inercia horaria prevista para el SEN conforme a la colocación que el mismo proceso de co-optimización establezca-, en forma natural el pre-despacho óptimo podría mantener unidades en servicio para cumplir con el programa más económico y por lo tanto la necesidad de mantener una unidad en servicio. Asimismo, entre otros aspectos, se debe tener presente que el retiro o despacho de una unidad generadora, tiene un impacto directo sobre la inercia disponible en el SEN y por lo tanto sobre el requerimiento mínimo de reservas para el CPF(+), aumentando o disminuyendo este requerimiento, respectivamente. Por otro lado, y dadas las variaciones fluctuantes de demanda que se presentan en el SEN, tampoco resulta prudente disminuir en forma inmediata la asignación de reservas para CPF(+) en unidades que se encuentran en servicio. De acuerdo con esto, en la operación en tiempo real se podrían presentar reservas por sobre el requerimiento mínimo para CPF(+), ante variaciones en las condiciones operacionales, que se justifiquen para efectos de garantizar este requerimiento mínimo, minimizando el costo global de operación.

Conforme a lo anterior, en el caso de que el CDC evidencie una desadaptación del parque generador (condición del sistema distinta a la prevista en el programa), y en función de ello la posibilidad de retirar de servicio una unidad

generadora, por ejemplo ante una menor demanda del SEN, previamente deberá evaluar cómo afectará dicha acción al requerimiento de reservas para CPF(+), toda vez que la salida de una unidad generadora disminuirá la inercia y por lo tanto aumentará el requerimiento de reservas para CPF.

Teniendo en consideración lo descrito, el proceso para realizar el reprograma y efectuar la asignación de SSCC por instrucción directa, ante déficit de reserva, deberá seguir el siguiente orden de actuación:

- i. Se deberá utilizar la política de operación para reponer la generación que debe cubrir la energía horaria prevista para el horizonte de programación, respetando las reservas asignadas en la programación en aquellas configuraciones que no han visto afectada su disponibilidad.
- ii. Una vez efectuado lo indicado en literal i) anterior, se deberá verificar y, de ser necesario, reponer o completar el requerimiento mínimo de reservas para SSCC, pérdidas o déficit identificado, respetando las reservas asignadas en la programación para el parque generador que no vio afectada su disponibilidad dado el evento.

Sin perjuicio de lo anterior, y en el caso de que el CDC evidencie una condición especial de operación en que la reasignación de reservas de SSCC, que fueran establecidas en la programación para una o algunas configuraciones, permite realizar un programa más económico vía el respectivo reprograma, podrá reasignar dichas reservas -de ser factible- siempre y cuando esto no implique degradar la seguridad del sistema.

Para efectos de dar una instrucción directa de SSCC, y de acuerdo con lo establecido en el artículo 2-41 de la NT de SSCC, se han definido fórmulas para confeccionar una lista de operación (Instrucción directa) que permitirá completar la disponibilidad o capacidad de las reservas asignadas en el proceso de programación y que por los motivos anteriormente señalados podrían no estar disponibles en la OTR, la cual se basa en los siguientes criterios:

1. ***La fórmula para la construcción de la lista se debe utilizar cada vez que el despacho deba instruir en línea y de manera directa a una unidad o configuración para prestar SSCC de CF.***
2. ***Los elementos que permiten elaborar esta lista son el costo marginal real (estimado) y el costo variable de la política de operación vigente.***

#### ***4.3.1. Mecanismos para completar disponibilidad del servicio de CPF***

Considerando que el servicio de CPF se ha establecido a través de bandas de regulación asimétricas, si el CDC necesita completar la disponibilidad del SC de CPF, deberá instruir una unidad (configuración) para la prestación de los SSCC de CPF(+) y/o CPF(-) en tiempo real, considerando las restricciones técnicas de cada configuración para prestar dicho servicio y el costo asociado acorde a lo siguiente:

Para determinar la operación más eficiente, lo primero es identificar si existen configuraciones con costo variable igual al costo marginal del sistema en servicio, que puedan entregar el servicio de CPF requerido. En caso de que esto no sea suficiente para completar el requerimiento con configuraciones bajo esta consideración, se debe calcular el costo de la reserva para CPF(+) y/o CPF(-) de cada unidad ( $CT_{CPF}$ ), eligiendo la configuración que estando en servicio presenta el menor costo entre:

$$CT_{CPF} = \text{Minimo} (CT_{CPF1}, CT_{CPF2})$$

Donde:

$CT_{CPF1}$ : costo asociado a la reserva CPF cuando la unidad es Supramarginal

$CT_{CPF2}$ : costo asociado a la reserva CPF cuando la unidad es Inframarginal

- **Costo de la Reserva de CPF si la central es Supramarginal ( $CV > CMg$ ),  $CT_{CPF1}$ .**

$$CT_{CPF1} = CostoOperación$$

$$CostoOperación = (CV - CMg) \cdot Reserva \cdot HOpe$$

Donde:

*CostoOperación Unitario* = Costo de Operación en [USD].

*CV* = Costo Variable o de Oportunidad [USD/MWh].

*CMg* = Costo Marginal considerado en la evaluación [USD/MWh].

*Reserva*: Reserva en [MW] requerida para prestar el servicio. La configuración queda en un punto de operación para cumplir con los requerimientos de reserva de subida y/o bajada. En el caso del CPF(+) corresponde al monto sobre el mínimo técnico en que la central debe operar para poder prestar el servicio y el caso del CPF(-) corresponde al margen que debe mantener para realizar el aporte correspondiente.

*HOpe* = Horas de operación que se prevén para la prestación del servicio [h].

- **Costo de la Reserva de CPF si la central es Inframarginal ( $CMg > CV$ ),  $CT_{CPF2}$ .**

$$CT_{CPF2} = CostoOperación$$

$$CostoOperación = (CMg - CV) \cdot Reserva \cdot HOpe$$

Donde:

*CostoOperación* = Costo de Operación en [USD].

*CV* = Costo Variable o de Oportunidad [USD/MWh].

*CMg* = Costo Marginal considerado en la evaluación [USD/MWh].

*Reserva*: Reserva en [MW] requerida para prestar el servicio. La configuración queda en un punto de operación para cumplir con los requerimientos de reserva de subida y/o bajada.

*HOp* = Horas de operación que se prevén para la prestación del servicio [h].

En ambos casos el parámetro *HOp* se obtendrá como el número de horas de operación restantes del día desde que se registró el déficit de la configuración que no pudo entregar la reserva asignada.

Cabe destacar que, para que una unidad pueda ser instruida para prestar SC de CPF, deberá tener margen suficiente para cubrir las reserva *Res(+)* y/o *Res(-)* que sean requeridas, sin afectar el suministro de la energía, que fuera establecido en el programa o reprograma.

#### 4.3.2. Mecanismos para completar disponibilidad del servicio de CSF

Si el CDC necesita instruir una unidad para prestación de SC de CSF (AGC) en tiempo real, debe considerar el costo de dicha unidad acorde a lo siguiente:

Para determinar la operación más eficiente, lo primero es identificar si existen configuraciones con costo variable igual al costo marginal del sistema en servicio y que puedan entrar en estado de control del AGC. En caso de que no sea suficiente para completar el requerimiento con configuraciones bajo esta consideración, se debe calcular el costo de la reserva para CSF de cada unidad ( $CT_{CSF}$ ), eligiendo la configuración que estando en servicio presenta el menor costo entre:

$$CT_{CSF} = \text{Minimo} (CT_{CSF1}, CT_{CSF2})$$

Donde:

$CT_{CSF1}$ : costo asociado a la reserva CSF cuando la unidad es Supramarginal

$CT_{CSF2}$ : costo asociado a la reserva CSF cuando la unidad es Inframarginal

- **Costo de la Reserva de CSF si la central es Supramarginal ( $CV > CMg$ ),  $CT_{CSF1}$ .**

$$CT_{CSF1} = \text{CostoOperación}$$

$$\text{CostoOperación} = (CV - CMg) \cdot Res(-) \cdot HOp$$

Donde:

*CostoOperación Unitario* = Costo de Operación en [USD].

*CV* = Costo Variable o de Oportunidad [USD/MWh].

$CMg$  = Costo Marginal considerado en la evaluación [USD/MWh].

$Res(-)$ : Reserva para bajar de la configuración en [MW]. La configuración queda en un punto de operación para cumplir con los requerimientos de reserva de subida y/o bajada.

$HOp_e$  = Horas de operación que se prevén para la prestación del servicio [h].

- **Costo de la Reserva de CSF si la central es Inframarginal ( $CMg > CV$ ),  $CT_{CSF2}$ .**

$$CT_{CSF2} = CostoOperación$$

$$CostoOperación = (CMg - CV) \cdot Res(+) \cdot HOp_e$$

Donde:

$CostoOperación$  = Costo de Operación en [USD].

$CV$  = Costo Variable o de Oportunidad [USD/MWh].

$CMg$  = Costo Marginal considerado en la evaluación [USD/MWh].

$Res(+)$ : Reserva para subir de la configuración en [MW]. La configuración queda en un punto de operación para cumplir con los requerimientos de reserva de subida y/o bajada.

$HOp_e$  = Horas de operación que se prevén para la prestación del servicio [h].

En ambos casos el parámetro  $HOp_e$  se obtendrá como el número de horas de operación restantes del día desde que se registró el déficit de la configuración que no pudo entregar la reserva asignada.

Cabe destacar que, para que una unidad pueda ser instruida para prestar SC de CSF, deberá tener margen suficiente para cubrir las reserva  $Res(+)$  y  $Res(-)$  requeridas, sin afectar el suministro de la energía, que fuera establecido en el programa o reprograma.

#### 4.3.3. Mecanismo para completar disponibilidad del servicio de CTF

El CTF se subdivide en dos categorías, CTF(+) y CTF(-), siendo el objetivo de esta reserva recuperar la reserva de CSF y CPF, ante un evento de activación prolongado que agote estas últimas.

**Se deben considerar las siguientes condiciones para la aplicación de las reglas de asignación de unidades para recuperar las reservas para CTF:**

- Ante un desbalance del SEN, producto de una desviación de demanda neta que no es posible controlar con acciones de seguimiento de demanda vía despacho económico, y que genera un evento de activación del CTF para recuperar las reservas de CPF y CSF, se deberá monitorear la reserva para CTF que queda disponible. En el caso que la reserva para CTF se mantenga por debajo del 50% del requerimiento mínimo durante un tiempo

máximo de 15 min, contados desde cumplido el Tiempo Total de Activación, se deberá evaluar la necesidad de realizar y ejecutar un reprograma para recuperar la disponibilidad de reserva para CTF faltante vía Instrucción Directa (evento de disponibilidad) por el período que se prevé dure el desbalance.

- Si el evento de activación inicial descrito se prevé durará más de una hora, se deberá evaluar si el reprograma a realizar deberá cubrir todo el horizonte de operación restante, o si dada la característica del evento, el reprograma cubrirá solo el período que dure el evento, retomando la programación emitida el día N-1, tanto del parque generador que cubre la demanda de energía como las reservas asignadas para SSCC.

Cumpliendo con lo anterior, si el CDC necesita instruir una unidad para recuperar la reserva para CTF en tiempo real, deberá considerar el costo de dicha unidad acorde a lo siguiente:

**a) Costo de las Reservas de subida CTF(+).**

En este caso y para efectos de reemplazar una unidad que se ve limitada para entregar el servicio de CTF(+) asignado, la unidad que puede ser considerada para aportar a la reserva de subida, para cumplir con el requerimiento sistémico de CTF, puede encontrarse fuera de servicio.

Para el caso en que unidades asignadas para mantener disponibilidad de reservas para CTF(+) se vean limitadas, para determinar qué unidad prestará el servicio de reserva para CTF(+), lo primero es identificar si existen configuraciones en servicio con costo variable igual al costo marginal del sistema o unidades supramarginales a mínimo técnico, con margen de reserva en giro suficiente, y asignarlas a aportar el déficit de reserva para CTF+ en el sistema, esto es hacer un despacho de energía, modificando el punto base de operación.

En caso de que el aporte de unidades marginales o supramarginales que están en servicio no sea suficiente para cubrir el requerimiento, se debe calcular el costo de la reserva para CTF de unidades infra-marginales que se encuentren en servicio o unidades que se encuentren fuera de servicio ( $CT_{CTF}$ ), según lo siguientes:

$$CT_{CTF+} = \text{Min} (CT_{CTFS1+}, CT_{CTFS2+})$$

Donde:

$CT_{CTF1+}$ : costo asociado a la reserva CTF cuando la unidad es Supramarginal

$CT_{CTF2+}$ : costo asociado a la reserva CTF cuando la unidad es Inframarginal

- **Reserva de CTF(+) si la central es Inframarginal ( $CMg > CV$ ),  $CT_{CTF2+}$ .**

Evaluación si la central se encuentra en servicio:

$$\text{CostoOperación} = (CMg - CV) \cdot \text{Reserva} \cdot HOpe$$

Dónde:

*CostoOperación* = Costo de Operación en [USD].

*CV* = Costo Variable o de Oportunidad [USD/MWh].

*CMg* = Costo Marginal considerado en la evaluación [USD/MWh].

*Reserva* = Monto de reserva necesario para cubrir el requerimiento faltante.

*HOpe* = Horas de operación que se prevén para la disponibilidad del servicio [h].

El parámetro *HOpe* se obtendrá como el número de horas de operación restantes del día desde que se registró la limitación de la configuración que no pudo entregar la reserva asignada.

- **Reserva de CTF(+)** si la central es Supramarginal ( $CV > CMg$ ),  $CT_{CTF1+}$ .

Evaluación si la central se encuentra fuera de servicio:

$$CostoPrestación = (CV - CMg) \cdot Reserva \cdot HOpe + C.Partida$$

A diferencia de lo que ocurre con la regulación secundaria, este costo no se hará efectivo hasta que se active o se requiera la configuración para prestar el servicio.

Donde:

$CT_{CTFS1+} = CostoPrestación =$  Costo total de prestación del servicio en [USD].

*CV* = Costo Variable o de Oportunidad [USD/MWh].

*CMg* = Costo Marginal considerado en la evaluación [USD/MWh].

*HOpe* = Horas de operación que se prevén para la prestación del servicio.

*C.Partida* = Costo de partida en [USD].

*Reserva* = Monto de reserva necesario para cubrir el requerimiento faltante.

El parámetro *HOpe* se obtendrá como el número de horas de operación restantes del día desde que se registró la restricción de la configuración que no pudo entregar la reserva asignada.

Por otro lado, sin perjuicio de lo anterior y tal como se ha descrito en el presente documento, en el caso que exista un desbalance importante y permanente de demanda neta, que implique la activación del CTF(+) para recuperar los márgenes de reserva para CPF y CSF, esto implicará que ya no se dispondrá de recurso de generación en giro (no asignada a SSCC) en unidades que se encuentren en servicio, toda vez que ante este evento se debió haber ejecutado un Despacho Económico para seguir la demanda utilizando dicha reserva en giro, en forma previa a activar el CTF(+). Por lo tanto, en este caso, de requerir reponer la disponibilidad del CTF(+) se deberá evaluar, vía reprograma, qué unidad debería ser despachada por el período que dure el evento o por el horizonte de operación, según corresponda.

#### b) Costos de las Reservas de Bajada CTF (-).

Si es necesario reemplazar la reserva para CTF de alguna central que está prestando el servicio de reserva terciaria de bajada, se procederá de la siguiente forma, siempre considerando las unidades que se encuentran en servicio.

Lo primero es identificar si existen configuraciones con costo variable igual al costo marginal del sistema en servicio y asignarlas a aportar el déficit de CTF(-) en el sistema. Si la restricción se prevé dure menos de una hora, se deberá realizar un despacho económico, modificando el punto base de operación de las unidades en servicio para reasignar

las reservas. Si el evento se prevé dure más de una hora o en caso de que el aporte de estas configuraciones no sea suficiente, se determinarán las configuraciones que permitan minimizar el costo de operación.

El costo  $CT_{CTFB}$  estará dado por

$$CT_{CTFB1} = \text{Min} (CT_{CTFB1}, CT_{CTFB2})$$

- **Reserva de CTF si la central es Supramarginal ( $CV > CMg$ ),  $CT_{CTFB1}$**

Para determinar el costo de la unidad que podría prestar el servicio, se debe calcular:

$$CT_{CTFB1} = \text{CostoOperación}$$

$$\text{CostoOperación} = (CV - CMg) \cdot \text{Res}(-) \cdot H\text{Ope}$$

Donde:

*CostoOperación* = Costo de Operación en [USD].

*CV* = Costo Variable o de Oportunidad [USD/MWh].

*CMg* = Costo Marginal considerado en la evaluación [USD/MWh].

*HOppe* = Horas de operación que se prevén para la prestación del servicio [h].

*Res (-)* = Monto de reserva necesario para cubrir el requerimiento faltante.

- **Reserva de CTF si la central es Inframarginal ( $CMg > CV$ ),  $CT_{CTFB2}$ .**

En esta condición, por operación económica la unidad debiera estar a plena carga.

Se debe realizar la siguiente evaluación:

$$CT_{CTFB2} = \text{CostoOperación} = (CMg - CV) \cdot \text{Res}(-) \cdot H\text{Ope}$$

Donde:

*CostoOperación* = Costo de operación en [USD].

*CV* = Costo Variable o de Oportunidad [USD/MWh].

*CMg* = Costo Marginal considerado en la evaluación [USD/MWh].

*HOppe* = Horas de operación que se prevén para la prestación del servicio [h].

*Res (-)* = Monto de reserva necesario para cubrir el requerimiento faltante.

El parámetro *H<sub>Op</sub>* se obtendrá como el número de horas de operación restantes del día desde que se registró la restricción de la configuración que no pudo entregar la reserva asignada.

Al igual que lo descrito para el servicio de CTF(+), en el caso que exista un desbalance importante y permanente de demanda neta, que implique la activación del CTF(-) para recuperar los márgenes de reserva para CPF y CSF, esto implicará que ya no se dispondrá de recurso de generación en giro (no asignada a SSCC) en unidades que se encuentren en servicio, toda vez que ante este evento se debió haber ejecutado un Despacho Económico para seguir la demanda utilizando dicha reserva en giro, en forma previa a activar el CTF(-). Por lo tanto, en este caso, de requerir reponer la disponibilidad del CTF(-) se deberá evaluar, vía reprograma, qué unidad debería salir de servicio por el período que dure el evento o por el horizonte de operación, según corresponda.

## 5. SSCC de Control de Frecuencia en la Operación en Tiempo Real

Hasta aquí hemos presentado las reglas con las que contarán los Ingenieros del CDC para realizar la gestión de las reservas, en el escenario que en la operación en tiempo real ocurran desvíos respecto de lo programado o que las reservas previamente asignadas no estén disponibles o se requieran reservas adicionales por nuevas condiciones operacionales no previstas. En este punto resulta relevante reforzar que la prestación del SC de CF debe considerar en todo momento los dos elementos descritos en el punto 2.1:

- **Disponibilidad:** contar con los recursos programados para cubrir la energía horaria y las reservas para prestar el SC de CF. Se deberá monitorear que dichos recursos se encuentran disponibles en todo momento y en el caso de un evento de disponibilidad se deberá modificar lo programado, conforme a lo registrado en la operación real. Esto es, ante fallas, cambio en las limitaciones de unidades, nuevas condiciones de seguridad, déficit de recurso de reservas por cambios en la demanda o inercia en el caso del CPF(+), etc., no previstas en la etapa de programación, se deberá realizar un reprograma que atienda los nuevos requerimientos del sistema y cumpla con las reservas mínimas requeridas para disponer de los recursos de SSCC.
- **Activación:** uso de las reservas para CF conforme al desempeño esperado (estándar comprometido) cuando sea requerido.

Teniendo en cuenta lo anterior, la gestión y monitoreo en la operación en tiempo real de las reservas asignadas en el proceso de programación, debe tener en cuenta tratamientos diferenciados tanto para disponibilidad como activación.

### 5.1. Disponibilidad de SSCC de Control de Frecuencia

La disponibilidad está asociada a la selección de las instalaciones que prestan este SC, de modo de mantener el requerimiento asociado. En este sentido, el SC de Control de Frecuencia está asociado a mantener disponibles las instalaciones que aportarán los montos de reserva para CPF, CSF y CTF (indicados en el Informe SSCC o en los respectivos estudios específicos de CF) para que cada SC pueda ser efectivamente prestado (activado) cuando se requiera. Cabe destacar que los requerimientos de CPF(+) son dinámicos y dependen de la inercia y demanda del sistema, lo que requiere un monitoreo permanente en la OTR para mantener los requerimientos mínimos de reserva.

Cuando la disponibilidad de algún servicio se vea afectada, es decir, cuando alguna unidad o configuración que venía programada para prestar alguno de los servicios ya no pueda entregar el monto asignado de reserva, ya sea por fallas o limitaciones de éstas, o cuando las condiciones de demanda cambian en forma permanente aumentando el requerimiento de reserva para CPF(+), y no se cumplen los montos de reserva sistémicos requeridos, dichos recursos se deben reemplazar con unidades o configuraciones que puedan prestar el servicio que está afectado, mediante instrucción directa (se debe determinar la cantidad de unidades necesaria para restablecer los montos de reserva sistémicos acorde a lo establecido en el Informe SSCC y/o en los respectivos estudios).

Se presentan 3 casos, asociados a cada una de las subcategorías de SC:

- **Disponibilidad de CPF:** si en la OTR se ve afectada la disponibilidad de CPF, lo primero es distinguir si el evento compromete tanto el aporte de energía como a la reserva para CF requerida (en el caso del CPF(+), producto de fallas o condiciones de demanda que modifican el requerimiento de reserva). Si se comprometen ambos productos, lo que corresponde es atender primero el déficit de energía, mediante un reprograma (lista de

mérito), para luego proceder a recuperar el monto de reserva correspondiente, mediante Instrucción Directa, de acuerdo al costo de oportunidad, lo que estará reflejado en una tabla específica (es función del CMg y el Costo Variable), haciendo uso de las expresiones descritas en el punto 4.3.1.

- **Disponibilidad de CSF:** si en la OTR se ve afectada la disponibilidad de CSF, lo primero es distinguir si el evento compromete tanto el aporte de energía como la reserva asignada. Si se comprometen ambos productos, lo que corresponde es atender primero el déficit de energía, mediante un reprograma (lista de mérito), para luego proceder a recuperar el monto de reserva correspondiente, mediante una instrucción directa de acuerdo al costo de oportunidad, lo que estará reflejado en una tabla específica (es función del CMg y el Costo Variable), haciendo uso de las expresiones descritas en el punto 4.3.2.
- **Disponibilidad de CTF:** si en la OTR se ve afectada la disponibilidad de CTF, lo primero es distinguir si el evento compromete tanto el aporte de energía como la reserva asignada. Si se comprometen ambos productos, lo que corresponde es atender primero el déficit de energía, mediante un reprograma (lista de mérito), para luego proceder a recuperar el monto de reserva correspondiente, mediante instrucción directa de acuerdo al costo de oportunidad lo que estará reflejado en una tabla específica (es función del CMg y el Costo Variable), haciendo uso de las expresiones descritas en el punto 4.3.3.

## 5.2. Activación de SSCC de Control de Frecuencia

La activación de cada SC está asociada a la utilización de los recursos técnicos que cada unidad debe entregar, conforme a lo asignado en el pre-despacho. Con esto, la activación del SC implica una reducción/aumento de los márgenes de reserva producto de la corrección de las desviaciones de frecuencia de acuerdo con los tiempos de actuación de cada subcategoría de SC.

En condiciones normales, la activación de cada servicio se realiza conforme a los tiempos de actuación, es decir primero actuará el CPF y luego el CSF (ambos de forma automática). Si habiendo ejecutado el respectivo Despacho Económico para seguir la demanda, mediante la reserva en giro disponible no adjudicada o instruida para dar SSCC, los servicios de CPF y CSF se mantienen activados y producto de esto las reservas se encuentran por debajo del requerimiento mínimo, se deberá activar el CTF con el objetivo de recuperar las reservas para CF. Si la situación persiste o se trata de un cambio permanente en los niveles de demanda neta del sistema (mayor a una hora) se deberá proceder con la realización de un reprograma (Mercado de Energía) para ajustar el parque generador y reasignar los recursos necesarios para mantener las reservas requeridas para SSCC para todo el horizonte de operación vía Instrucción Directa, respetando los SSCC adjudicados en el Programa.

Ante desviaciones de frecuencia, el primer SC que se activará automáticamente es el CPF, luego de ocurrida la desviación, unos segundos más tarde, se activará de manera automática también el CSF para efectos de restablecer los montos de reserva del CPF y llevar la frecuencia a 50 Hz. De acuerdo con esto y ante una activación permanente del CSF, producto de una desviación que se mantiene en el tiempo, se deberá realizar lo siguiente para restablecer los márgenes de reserva:

- a) Si dentro del período de 15 minutos, contados a partir de la ocurrencia del evento, las unidades presentan una tendencia a restablecer su punto base, no realizar acción.
- b) Si alcanzados los 15 minutos, las unidades se mantienen fuera de su punto base (+/- 5 MW) y/o si antes de ese tiempo (máximo 5 minutos contados desde la ocurrencia del evento) se ha utilizado una reserva mayor o

equivalente a los montos presentados en la Tabla 7 y Tabla 8, ya sea para subir o para bajar, se deberá restablecer los montos de reservas del CSF de acuerdo con los siguientes pasos:

- i. Efectuar acciones de Despacho Económico para seguimiento de demanda.
- ii. Si se estima que la desviación durará menos de 1 hora y los montos de reserva no han sido recuperados mediante acciones de Despacho Económico (seguimiento de demanda), restablecer la reserva de CSF a través de la activación del CTF.
- iii. Si se estima que la situación de desbalance durará más de 1 hora, realizar un reprograma para adaptar el parque generador a la nueva condición de demanda (mercado de la Energía) y seguidamente restablecer la reserva de CF vía instrucción directa, de ser necesario. Cabe destacar que, en este caso, si las acciones de control de Despacho Económico no han permitido corregir el desbalance mediante seguimiento de demanda, se deberá activar el CTF, por máximo una hora, mientras se realiza el reprograma.

La activación del CTF, a diferencia del CPF y CSF, se realiza de forma manual mediante una instrucción del CDC y se realiza para restablecer los márgenes de reserva del CF, ante un desbalance que se mantiene en el tiempo y que no ha sido posible evitar con las acciones de seguimiento de demanda vía Despacho Económico. La forma de activarlo varía de acuerdo con la naturaleza del SC respecto a si este es para subir CTF(+) o para bajar CTF(-). Dentro de las condiciones que gatillan la activación del CTF, producto de una desviación permanente de frecuencia, podemos distinguir:

- Encendido y apagado de Energías Renovables Variables (altas rampas de subida y bajada).
- Disminución y aumento de consumos por tarifas horarias (abril – septiembre), eventos especiales (1/2 tiempos de partidos de fútbol importantes)
- Consumos horarios de días especiales (feriados, 1° de enero, etc.)
- Cambios intempestivos de irradiación y viento que afecten a las Energías Renovables Variables (nubes, ráfagas de viento).
- Variaciones de consumos importantes de clientes libres (Lampa, CAP, entre otros).
- Apoyo en la transición del despacho económico intra-horario (bloques de energía horario).
- Apoyo en la transición de la aplicación de un reprograma ante configuraciones declaradas en condiciones especiales de operación (vertimiento y agotamiento).
- Apoyo al CSF durante fallas de generación o consumos, mientras se desarrolla y ejecuta el reprograma, lo que debe ocurrir a más tardar una hora.

La activación del CTF para subir CTF(+) se realizará en orden creciente de acuerdo con los costos variables (lista de mérito Política de Operación) de las configuraciones que fueron adjudicadas en la programación y que cumplen con los requisitos técnicos para realizar este servicio.

La activación del CTF para bajar CTF(-), se realizará en orden creciente de los valores ofertados de las configuraciones que resultaron adjudicadas en la programación, conforme a una lista de mérito específica para la activación de este SC, que será entregada con la programación. En el caso de que el margen de reserva terciaria para bajar esté dado por configuraciones que fueron adjudicadas en la programación y también por unidades que fueron Instruidas Directamente, ya sea en la Programación o en la operación en tiempo real, se deberá priorizar las configuraciones adjudicadas en orden creciente de los valores ofertados y una vez que haya bajado todas, se continuará con las configuraciones que fueron Instruidas Directamente en orden decreciente de acuerdo con los costos variables.

La activación del CTF se realizará por un **Tiempo de Entrega** máximo de 1 hora por cada configuración activada. Dicho tiempo no incluye el **Tiempo Total de Activación**, este último correspondiente al tiempo que transcurre desde que se da la instrucción hasta que la unidad comienza a entregar la totalidad del recurso comprometido. El **Tiempo Total de Activación** incluye el tiempo de gestión para que la unidad comience a toma carga, medido desde la instrucción (**Tiempo de Inicio de Activación**); en el caso de unidades fuera de servicio este tiempo también incluye el tiempo que esta demora en sincronizar.

Cabe destacar que, conforme a lo establecido en el presente documento, la reserva para el CF se debe reponer si, habiendo transcurrido como máximo 5 minutos después de un evento de activación, no se evidencia tendencia de recuperación y el margen de reserva se mantuvo por debajo del requerimiento mínimo durante este tiempo, no habiendo sido suficientes las acciones de control de Despacho Económico para seguimiento de demanda.

### 5.2.1. Consideraciones para la activación del CTF

Considerando que el CTF tiene un tiempo máximo Total de Activación de 15 minutos, siendo el tiempo de inicio de activación 5 minutos (tiempo desde emitida la orden por parte del CDC hasta que comienza a aportar a recuperar el margen para CF), la reserva para CF recién se repondrá cuando se alcance el recurso teórico comprometido en 10 minutos de haber comenzado a subir o bajar generación. Esto significa que, bajo un escenario conservador, el despliegue de los MW comprometidos para prestar el servicio de CTF recién comenzará a ocurrir 5 minutos después de la instrucción de activación que emita el CDC (tiempo de inicio de activación), a partir de lo cual se deberá considerar como tiempo efectivo de despliegue 10 minutos (Tiempo Total de Activación menos el Tiempo de Inicio Activación).

Conforme a lo anterior, las siguientes tablas muestran cuál sería el aporte a 10 minutos de haber emitido la instrucción de activación del CTF, es decir, a 5 minutos de que las unidades comienzan a subir o bajar generación a una tasa igual a la tasa de variación de la demanda neta.

RCTF+ [MW]	Tpo. de inicio de Activación [min]	Tpo. Efectivo de toma de carga [min]	Tpo. Total de activación [min]	Rampa [MW/min]	Aporte CTF a 5 min de haber iniciado el aumento de generación [MW]	RCF+ [MW]	Reserva aun no cubierta [MW]
162	5	10	15	16,2	81	120	39
224	5	10	15	22,4	112	120	8
143	5	10	15	14,3	71,5	120	48,5
316	5	10	15	31,6	158	120	Ok

Tabla 7: Umbrales de reposición de reservas de CSF+ mediante CTF+, evaluadas a 5 minutos

RCTF- [MW]	Tpo. de inicio de Activación [min]	Tpo. Efectivo de baja de carga [min]	Tpo. Total de activación [min]	Rampa [MW/min]	Aporte CTF a 5 min de haber iniciado la disminución de generación [MW]	RCF+ [MW]	Reserva aun no cubierta [MW]
156	5	10	15	15,6	78	120	42
256	5	10	15	25,6	128	120	Ok
158	5	10	15	15,8	79	120	41
270	5	10	15	27,0	135	120	Ok

Tabla 8: Umbrales de reposición de reservas de CSF- mediante CTF-, evaluados a 5 minutos

Teniendo en cuenta lo anterior y que la evolución de las reservas de CSF está fuertemente determinada por la rampa sistémica neta (evolución de la demanda neta del sistema) que enfrentan las unidades que están en control del AGC, resulta relevante analizar para distintos valores de rampa la evolución temporal de la reserva residual<sup>2</sup> en AGC.

Los siguientes gráficos muestran la reserva residual calculada para distintos niveles de rampa sistémica neta y tiempos de integración de dichas rampas. El gráfico de la izquierda muestra las superficies asociadas a los valores de reserva residual, donde es de especial interés la zona de transición entre los rangos (-100,0) y (0, 100). El gráfico de la derecha, por su parte, muestra la vista en planta del gráfico de superficie donde se puede distinguir mejor la línea que delimita las zonas de reserva residual positiva y reserva residual negativa o agotamiento de las reservas.

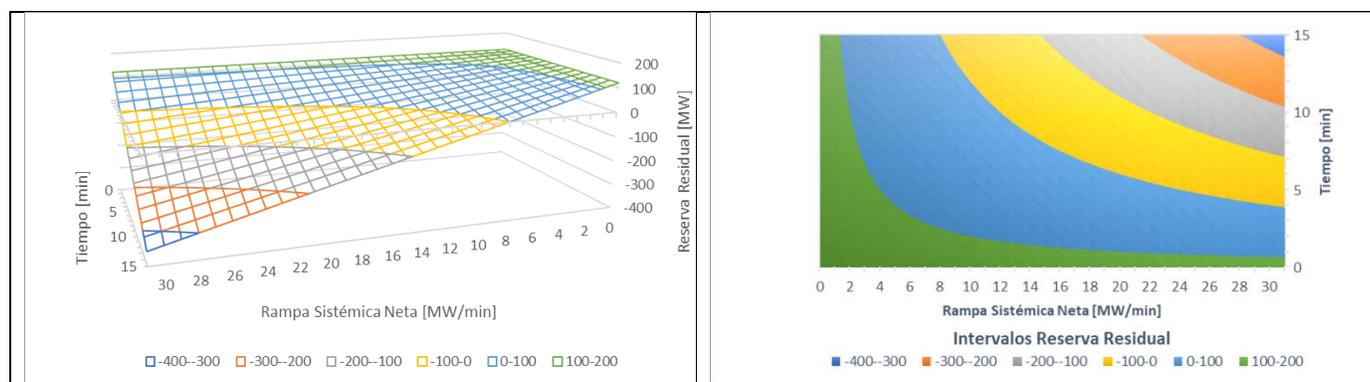


Figura 5: Gráficos de superficie y vista en planta de la Reserva Residual de CSF en función de la rampa sistémica neta y el tiempo

Teniendo en cuenta que el despliegue del CSF se evalúa a 5 minutos, resulta relevante presentar los valores de la evolución de la reserva residual en ese período y compararlo con la evolución de la reserva residual a los 10 minutos. La idea es identificar el momento en que, dada una rampa sistémica neta y un monto residual de reserva se hace necesario activar la correspondiente reposición de reservas a través de CTF.

<sup>2</sup> La reserva residual corresponde a al margen de reserva que queda disponible en el tiempo para CSF, una vez que éste es activado.



Figura 6: Reserva Residual vs Rampa Sistémica Neta para 5 y 10 minutos

En la figura anterior se distinguen 2 zonas, la zona verde muestra a 5 y 10 minutos el valor de rampa sistémica (menor a 12 MW/min) donde, en caso de no poder realizar seguimiento de demanda vía Despacho Económico por no contar con reserva en giro suficiente que cumpla con las tasas requeridas, sería necesario activar el CTF a los 5 minutos para no quedar sin reserva a los 5 minutos restantes (línea @10min); en la otra zona no es posible alcanzar a recuperar las reservas antes de que éstas se agoten.

Por otro lado, para restablecer los márgenes de reserva terciaria se deberá considerar lo siguiente:

Si habiendo transcurrido 15 minutos contados desde que el CTF activado alcanzó el Tiempo Total de Activación (30 minutos desde que se dio la instrucción de activación), se ha utilizado más de un 50% de la reserva para CTF ya sea para subir o para bajar, se deberá restablecer los montos de reservas del CTF mediante la realización de un reprograma para adaptar el parque generador a la nueva condición operacional.

### 5.3. Casuísticas.

Se debe tener presente que la recuperación de reservas en la operación debe realizarse utilizando las reglas de operación contenidas en este documento. Sin perjuicio de lo anterior, existen una serie de situaciones que se pueden describir de manera referencial teniendo en cuenta los criterios generales, descritos precedentemente:

- **Entrada o salida de operación de las centrales solares.** La entrada y salida de centrales solares provocan activación de las reservas para control de frecuencia, en los casos que las acciones de control de Despacho Económico para seguimiento de demanda no mitigan los desbalances entre demanda y generación. En estos casos, y de ser necesario ante un desbalance permanente, el CDC deberá activar el CTF para recuperar las reservas activadas durante el evento, conforme a las reglas establecidas en el presente documento; en particular deberá realizar seguimiento de la demanda vía Despacho Económico previo a la aplicación del CTF. Conforme a esto, y en el caso que el CDC prevea un evento de desviación de demanda neta, en forma previa al evento deberá realizar acciones de control de Despacho Económico vía lista de mérito con las unidades en servicio (mercado

de energía), de manera de intentar mantener el balance entre generación y demanda para el evento previsto, y con ello intentar evitar desviaciones de frecuencia que requerirían la activación de SSCC de CF. Esto es relevante en períodos de aumento/disminución sostenidos de la demanda neta del sistema. Cabe destacar que en el caso de prever que las desviaciones durarán sostenidamente por más de una hora, que esto no es posible controlar con acciones de control de Despacho Económico (gatillando un evento de disponibilidad), se deberá desarrollar un reprograma, vía lista de mérito, para el horizonte de operación en que dure el evento o para todo el horizonte de operación restante, según sea requerido.

- **Bajo condiciones de aumento o disminución sostenidas de la demanda.** Si el CDC prevé que desviaciones importantes de demanda se mantendrán por más de una hora, y que no fue posible corregir con acciones de control de Despacho Económico (gatillando un evento de disponibilidad), deberá desarrollar un reprograma, vía lista de mérito, para todo el horizonte en que se prevé durará la desviación o para todo el horizonte de operación restante (mercado de energía) según sea requerido para adaptar el parque generador y recuperar las reservas conforme a las reglas establecidas en el presente documento. Mientras se realiza el reprograma, al igual que si se prevé que las desviaciones serán momentáneas (períodos menores a una hora) el CDC deberá efectuar el respectivo Despacho Económico para ajustar el desbalance evidenciado o previsto según sea factible, debiendo activar el CTF solo en el caso de requerir recuperar las reservas para control de frecuencia, producto de que las acciones de control de Despacho Económico no fueron suficientes para evitar los desbalances entre demanda y generación. Para estos efectos, el CDC deberá tener especial cuidado con los requerimientos de reserva para CPF(+) considerando que estos dependen en forma dinámica de la demanda y la inercia presente en el SEN.
- **Si falla una unidad que no tiene adjudicado o instruido un servicio de CF.** Corresponde a un evento de disponibilidad por lo que el CDC deberá recuperar la generación faltante realizando un reprograma vía lista de mérito y respetando los SSCC asignados en la programación. Si el CDC visualiza en forma clara que, producto del reprograma, una reasignación de SSCC que fueron Instruidos Directamente, podría resultar en una reprogramación más económica - de ser factible- podrá reasignar dichos servicios que fueron establecidos en la programación efectuada el día N-1, siempre y cuando esto no comprometa la seguridad del sistema. Al igual que el caso anterior de desviación de demanda, el CDC deberá considerar que la salida de servicio de una unidad modificar la inercia disponible en el sistema y por lo tanto el requerimiento de reservas para el CPF(+), lo que debe tener en cuenta en su evaluación.
- **Si falla una unidad con SSCC adjudicados o instruidos y existe una congestión de transmisión en la zona.** Corresponde a un evento de disponibilidad, por lo que deberá desarrollarse un reprograma, para recuperar la reserva de la unidad o configuración que prestaba el servicio y que ahora no está disponible. En este caso, el reprograma deberá considerar la congestión y por lo tanto las unidades de la misma zona de la central a la que pertenece la central fallada, respetando la asignación de los SSCC que fueron adjudicados para otras configuraciones en la programación. Sin perjuicio de esto, y en el caso de que el CDC evidencie que, producto del reprograma, una reasignación de servicios que fueron Instruidos Directamente en el programa, podría resultar en una reprogramación más económica - de ser factible- podrá reasignar los SSCC asignados en la programación efectuada el día N-1, siempre y cuando esto no comprometa la seguridad del sistema.
- **Criterio de cómo recuperar la reserva ante contingencia:** La cantidad de reserva comprometida para control primario (CPF) es propio de la unidad (MW de CPF) y los montos de CPF sistémicos requeridos siempre deben ser restablecidos una vez pasada una contingencia. Si la contingencia afecta directamente a una unidad que

presta el servicio de CPF, éste debe ser reasignado priorizando la minimización de los costos de oportunidad de las configuraciones seleccionables para estos efectos y bajo las reglas expresadas en el presente documento, tomando especial consideración de la dependencia que tiene el requerimiento mínimo de reserva para CPF(+) de la demanda y la inercia presente en el SEN.

El servicio de control secundario de Frecuencia (CSF), es prestado por las unidades participantes del AGC y sus requerimientos siempre serán restablecidos por las mismas unidades participantes en el AGC. De no poder cumplir con el requerimiento de reserva mínima, habiendo ejecutadas las respectivas instrucciones de Despacho Económico, los montos de reserva requeridos serán restituidos por el control terciario de frecuencia (CTF). En el caso en que una unidad que esté haciendo AGC falle, se debe restituir el monto de generación requerido para suplir la energía y luego resignar las reservas para CF con las reglas dispuestas en este documento.

El Control Terciario de Frecuencia está compuesto por unidades que se encuentran en servicio y unidades fuera de servicio, en la medida que se requiere reestablecer la disponibilidad de dicho servicio, es necesario aplicar las reglas establecidas en este documento.

Cabe destacar que independientemente del servicio de CF que se deba reponer, ante la ocurrencia de un cambio en el parque generador que se encuentra en servicio, la inercia del sistema cambiará y por lo tanto también cambiará el requerimiento de reserva para CPF(+). Conforme a esto, la solución de reemplazo que se plantee deberá asegurar que las reservas para CPF(+) deben cubrir el requerimiento mínimo.

- **Para condiciones especiales de operación para embalses:** Operar con los mismos criterios descritos en el MP-18 “Manual de Procedimientos de Condiciones Especiales de Operación de Embalses”, hasta que se publique la Norma Técnica de Programación y esta indique nuevas reglas al respecto.

Considerando que las ofertas hechas por los Coordinados para sus configuraciones son vinculantes, la asignación de SSCC realizada en la programación deberá mantener en la operación en tiempo real, toda vez que no exista un cambio relevante que afecte la disponibilidad del SSCC. Sin perjuicio de ello, y ante la ocurrencia de un cambio relevante en las condiciones especiales de operación (Vertimiento, vertimiento evitable, agotamiento), la asignación de dichas configuraciones para la prestación de SSCC podría ser modificada en la operación en tiempo real, siempre y cuando se evidencie que estos cambios implican un costo de operación global menor o igual al previsto sin el cambio y no degradan la seguridad del SEN.

En el caso particular que una central de embalse se declare en agotamiento, y las configuraciones asociadas no puedan prestar los SSCC asignados por falta de recurso primario (agua), el CDC deberá efectuar un reprograma e instruir directamente la prestación del servicio deficitario siguiendo los lineamientos descritos anteriormente.

- **Si hay configuraciones limitadas por combustible:** corresponde a un evento de disponibilidad, por lo que el CDC deberá realizar un reprograma para todo el horizonte de operación restante, supliendo en primer lugar la energía y luego restituyendo las reservas vía instrucción directa.

**Nota.** En la operación en tiempo real, el sistema podría contar con reserva en giro adicionales a las reservas asignadas para entregar SSCC. Conforme a esto, el CDC deberá utilizar dichos recursos para realizar acciones de control de Despacho Económico para hacer seguimiento de la demanda, en particular ante eventos en que prevé que, dada la variabilidad de la demanda neta esperada o conforme a la actualización de previsiones del recurso ERNC, podrían producirse desbalances entre la generación y la demanda. Sin perjuicio de lo anterior, y ante eventos

de activación de SSCC, producto de desviaciones de frecuencia que no pudieron ser evitadas con las acciones de control de Despacho Económico, el CDC deberá monitorear permanentemente las reservas disponibles para CF, debiendo activar el CTF en los casos que las reservas estén por debajo del requerimiento mínimo, conforme a las reglas establecidas en el presente documento.

En el caso de que un evento de desviación de demanda neta no pueda ser atendido con acciones de Despacho Económico, y se prevé durará más de una hora, corresponderá a un evento de disponibilidad, por lo que el CDC deberá realizar un reprograma de manera de adaptar el parque generador a la nueva condición, interviniendo el mercado de energía en primer lugar, para luego reestablecer o reasignar las reservas vía instrucción directa, según sea necesario. Considerando que la reserva mínima para CPF(+), depende de la demanda y la inercia presente el sistema, ante cambios permanentes de demanda o salidas de unidades generadoras, se deberá verificar el monto de requerimiento mínimo de reserva para CPF(+) y velar por su cumplimiento.