

INFORME DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS AÑO 2020

Septiembre 2020



CONTENIDO

1.	ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	5
1.1	Abreviaturas	5
1.2	Definiciones	6
2.	INTRODUCCIÓN	9
3.	DEFINICIÓN DE SERVICIOS	11
3.1	Control de Frecuencia	12
3.1.1	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	13
3.1.2	Control Primario de Frecuencia (CPF)	13
3.1.3	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	15
3.1.4	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	16
3.1.5	Cargas Interrumpibles (CI)	17
3.2	Control de Tensión	17
3.3	Control de Contingencias	18
3.3.1	Desconexión de Carga	18
3.3.2	Desconexión de Generación	20
3.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias	21
3.4	Plan de Recuperación de Servicios	22
3.4.1	Partida Autónoma (PA)	22
3.4.2	Aislamiento Rápido (AR)	22
3.4.3	Equipos de Vinculación (EV)	22
4.	IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS	23
4.1	Control de Frecuencia	23
4.1.1	Control Primario de Frecuencia	24
4.1.2	Control Secundario de Frecuencia	24
4.1.3	Control Terciario de Frecuencia	25
4.1.4	Resumen Requerimientos CF	26
4.2	Control de Tensión	26
4.3	Control de Contingencias	27
4.3.1	Desconexión de Carga	27
4.3.2	Desconexión de Generación	29
4.3.3	Plan de Defensa Contra Contingencias	29
4.4	Plan de Recuperación de Servicio	30
4.5	Resumen SSCC Año 2020	30
5.	ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA EN LA PROVISIÓN DE SSCC	31
5.1	Antecedentes Generales	31
5.2	Control de Frecuencia	34
5.2.1	Control Primario de Frecuencia	34
5.3	Formación de Precios en Servicios Subastados (CSF Y CTF)	36
5.4	Unidades Habilitadas para control secundario y terciario de frecuencia.	41
5.5	Control Secundario de Frecuencia	43
5.5.1	Evolución de ofertas y adjudicaciones CSF	43
5.5.2	Optimización Base para CSF	56

5.6	Control Terciario de Frecuencia	58
5.6.1	Evolución de Ofertas y Adjudicaciones para CTF	58
5.6.2	Optimización Base para CTF	63
5.7	Conclusiones condiciones de mercado para CSF y CTF	66
5.8	Control de Tensión	66
5.9	Control de Contingencias	70
5.9.1	Desconexión de Carga	70
5.9.2	Desconexión de Generación	71
5.9.3	Plan de Defensa contra Contingencias	71
5.10	Plan de Recuperación de Servicio	71
5.11	Resumen Mecanismos de Materialización SSCC Año 2020	72
6.	INSTALACIONES PRESTADORAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	73
6.1	Control de Frecuencia	73
6.1.1	Control Primario de Frecuencia (CPF)	73
6.1.2	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	74
6.1.3	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	74
6.2	Control de Tensión	76
6.3	Control de Contingencias	76
6.3.1	Desconexión de Carga	76
6.3.2	Desconexión de Generación	80
6.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias	83
6.4	Plan de Recuperación de Servicios	83
7.	INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA	84
7.1	Control de Frecuencia	84
7.2	Control de Tensión	84
7.2.1	Zona Norte Grande	84
7.2.2	Zona Norte chico	84
7.2.3	Zona Centro	84
7.2.4	Zona Centro Sur	84
7.2.5	Zona Sur	84
7.3	Control de Contingencias	84
7.3.1	Desconexión de Carga	84
7.3.2	Desconexión de Generación	85
7.3.3	Planes de Defensa contra Contingencias	87
7.4	Plan de Recuperación de Servicios	88
7.4.1	Partida Autónoma	88
7.4.2	Aislamiento Rápido	88
7.4.3	Equipamiento de Vinculación	88
8.	CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS	89
8.1	Control de Frecuencia	89
8.2	Control de Tensión	89
8.3	Control de Contingencias	89
8.3.1	EDAC por Subfrecuencia	89
8.3.2	Plan de Defensa contra Contingencias	90
8.4	Plan de recuperación de servicio	90

ANEXO 1. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UTILIZACIÓN DE BESS EN EL SEN – AÑO 2020	92
ANEXO 2. ANÁLISIS TÉCNICO DEL REQUERIMIENTO DE CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA	99
ANEXO 3. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA	102
ANEXO 4. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE FRECUENCIA	107
ANEXO 5. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE TENSIÓN	107
ANEXO 6. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE CONTINGENCIA	107
ANEXO 7. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO	107
ANEXO 8. ESQUEMA OBSERVADO DEL MERCADO DE SUBASTAS	108
ANEXO 9. DETERMINACIÓN DE CASOS BASE, ARTÍCULO 25 REGLAMENTO SSCC.	115
ANEXO 10. OTRAS ESTADÍSTICAS.	119

1. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

1.1 ABREVIATURAS

AGC	: Control Automático de Generación
AR	: Aislamiento Rápido
CI	: Cargas Interrumpibles
CC	: Centro de Control
CDC	: Centro de Despacho y Control
CF	: Control de Frecuencia
CPF	: Control Primario de Frecuencia
CRF	: Control Rápido de Frecuencia
CSF	: Control Secundario de Frecuencia
CT	: Control de Tensión
CTF	: Control Terciario de Frecuencia
DMC	: Desconexión Manual de Carga
ECEA	: Equipo de Compensación de Energía Activa
EDAC	: Esquema de Desconexión Automática de Carga
EDAG	: Esquema de Desconexión Automática de Generación
ERAG	: Esquema de Reducción Automática de Generación
EV	: Equipamiento de Vinculación
HHI:	: Hirschman-Herfindhal Index
ISSCC	: Informe de Servicios Complementarios
LGSE	: Ley General de Servicios Eléctricos
NTSSCC	: Norma Técnica de Servicios Complementarios
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PA	: Partida Autónoma
PDCC	: Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas
PDCE	: Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas
PCP	: Programación de la Operación de Corto Plazo
PRS	: Plan de Recuperación de Servicio
Resolución SSCC	: Resolución Exenta N°827 del 30 de diciembre de 2019, que aprueba modificaciones al Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
RG	: Reserva en Giro
RPPMT	: Rentas pivotaes de poder de mercado totales
RPT	: Rentas pivotaes totales
RSI	: Residual supply index

RTU	: Remote Terminal Unit
SC	: Servicio Complementario
SSCC	: Servicios Complementarios
SI	: Sistema Interconectado
SITR	: Sistema de Información en Tiempo Real
ST	: Sistema de Transmisión

1.2 DEFINICIONES

- 1. Apagón parcial:** Desmembramiento del SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor al 10% y menor al 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.
- 2. Apagón total:** Desmembramiento incontrolado del SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor o igual a un 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.
- 3. Cliente Libre:** Usuario final no sometido a regulación de precios.
- 4. Cliente Regulado:** Usuario sometido a regulación de precios de acuerdo con lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- 5. Contingencia Crítica:** Falla o desconexión intempestiva de una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Parcial.
Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.
- 6. Contingencia Extrema:** Falla de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total.
Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.
- 7. Control Conjunto:** sistema de control cuya función es mantener la tensión en una barra de alta tensión en un valor definido, efectuando una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades que se encuentran operando.
- 8. Controlador de Carga/Velocidad:** En el caso de una unidad generadora sincrónica es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad detectando desviaciones de la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz. Para una repartición estable de la potencia de unidades que operan en sincronismo, los controladores de carga/velocidad tienen una característica tal que la potencia aumenta cuando disminuye la frecuencia.

9. Controlador de Frecuencia/Potencia: En el caso de un parque eólico, fotovoltaico, o Equipo de Compensación de Energía Activa, corresponde al dispositivo que permite variar la generación de la instalación en función de la frecuencia en su Punto de Conexión al ST, detectando las desviaciones de frecuencia con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el sistema de control de la potencia generada.

10. Controlador de Tensión: En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de la unidad o en un nudo remoto, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la corriente del campo rotatorio.

En el caso de un parque eólico o fotovoltaico, corresponde al dispositivo que permite el control de la tensión en el Punto de Conexión del parque al ST, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva dispuestos para esos fines.

11. Coordinador: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

12. Desempeño Deficiente o Insuficiente: Operación de una instalación o equipamiento sujeto a la coordinación del Coordinador que no cumple con las instrucciones impartidas por éste o con los requerimientos de diseño, estándares o exigencias establecidas en la NTSyCS.

13. Empresa coordinada o coordinado: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema eléctrico, así como los pequeños medios de generación distribuida, a que se refiere el artículo 72°-2 de la Ley.

14. Equipo de Compensación de Energía Activa: Equipo capaz de inyectar potencia activa a la red en forma rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión del SI, ante variaciones de la frecuencia.

15. Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC): Esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el sistema interconectado que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos.

Se distinguen EDAC del tipo:

- **Por subfrecuencia:** en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subfrecuencia local;
- **Por subtensión:** en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subtensión local;
- **Por contingencia específica:** en los que el procesamiento de la decisión de desenganche se realiza en una ubicación remota, sobre la base de la detección de un cambio de estado o de variables eléctricas anormales, que pueden afectar la seguridad y calidad de servicio de un área del SI.

16. Esquema de Desconexión/Reducción Automática de Generación (EDAG/ERAG): Esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SI que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que conectan unidades generadoras al SI (EDAG), u órdenes de reducción rápida de carga a centrales generadoras (ERAG).

17. Informe de Servicios Complementarios: Informe anual del Coordinador a que hace referencia el inciso tercero del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

- 18. Nueva Infraestructura:** Instalaciones del sistema eléctrico destinadas a la prestación de Servicios Complementarios que se interconectan al mismo y materializadas a través de licitaciones de dichos servicios o mediante la instrucción de instalación directa por parte del Coordinador.
- 19. Potencia Máxima de Despacho:** Máximo valor de potencia activa que puede sostener una unidad generadora de forma permanente, sin comprometer su participación en el CPF.
- 20. Potencia Mínima de Despacho:** Mínimo valor de potencia activa que puede sostener una unidad generadora de forma permanente, sin comprometer su participación en el CPF.
- 21. Recursos(s) Técnicos(s):** Atributo(s) de las instalaciones del sistema eléctrico que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica del sistema. En particular son recursos técnicos la capacidad de inyección de potencia activa y/o capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva de unidades generadoras o equipos, y la potencia conectada de los Usuarios Finales o de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, entre otros.
- 22. Recurso Técnico Comprometido:** Recurso Técnico adjudicado o instruido.
- 23. Sistema Eléctrico Nacional:** Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 MW.
- 24. SEN – Norte Grande:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al norte de S/E Los Changos.
- 25. SEN – Centro Sur:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al sur de S/E Los Changos.
- 26. Sistema Interconectado:** conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico incluyendo: las centrales eléctricas, líneas de transmisión a nivel nacional, zonal y dedicado; enlaces HVDC, equipos de compensación de energía activa, subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de clientes libres abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión o a través de alimentadores de uso exclusivo que operan interconectadas entre sí, con el objeto de generar, transportar y distribuir energía eléctrica en dicho sistema eléctrico.
- 27. Tiempo máximo de establecimiento:** Tiempo que demora la señal de potencia entregada por la unidad generadora en ingresar en una banda del $\pm 10\%$ del valor final del escalón aplicado en la consigna de velocidad o de carga del Controlador de Carga/Velocidad.
- 28. Tiempo de Inicio de Activación:** Periodo en que se inicia la prestación del Recurso Técnico Comprometido, contando 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.
- 29. Tiempo Total de Activación:** Periodo en que se entrega la totalidad del Recurso Técnico Comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación.
- 30. 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 el presente Informe, contando desde el momento en que transcurrió Tiempo Total de Activación.
- 31. Usuario o Consumidor Final:** Usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo. Corresponde a un Cliente Libre o a un Cliente Regulado.

2. INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y el artículo 20 del Decreto Supremo 113 de 2017 que aprueba el Reglamento de Servicios Complementarios, en adelante el Reglamento, corresponderá al Coordinador elaborar anualmente un Informe de Servicios Complementarios (ISSCC), el cual deberá señalar los Servicios Complementarios requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional junto con su calendarización respectiva y el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación.

Por otra parte, y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 23 del Reglamento, en el presente informe se indicarán los requerimientos necesarios para garantizar una operación segura, de calidad y más económica para el conjunto de instalaciones del SEN, en conformidad con las normativas vigentes. Dado lo anterior, se definirán zonas en el SEN, identificando los SSCC necesarios para cumplir los requerimientos anteriores, y se indicarán los recursos técnicos disponibles para la prestación de los distintos servicios.

Considerando lo indicado en el artículo 2-8 de la NTSSCC, este Informe corresponde a una actualización del Informe de SSCC 2020 emitido el 29 de noviembre de 2019, siendo los motivos de su actualización los indicados a continuación:

- Actualización de las condiciones de mercado para los servicios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia, donde se concluye que no se verifican condiciones de competencia.
- Actualización de los requerimientos de control de tensión en la zona Norte Grande – Sur (Domeyko).
- Actualización de requerimientos del Esquema EDAC Subfrecuencia.
- Actualización de los requerimientos al PDCE Zona Norte.

En concordancia con lo indicado en el artículo 23 del Reglamento, el presente informe dispone de la siguiente estructura:

- Apartado Definición de Servicios:** en éste se presentan los diferentes Servicios Complementarios (SSCC) definidos por la CNE, mediante lo dispuesto en la Resolución de SSCC, y complementados con los requerimientos técnicos establecidos por el Coordinador para su prestación. Cada SC definido se fundamenta en términos de la funcionalidad que aporta a la implementación de los aspectos establecidos en la NTSyCS, así como al cumplimiento de los estándares definidos en ella.
- Apartado de Identificación y Cuantificación de Servicios:** en base a los estudios desarrollados por el Coordinador, en este apartado se indican los SSCC seleccionados de la Resolución de SSCC y los requerimientos sistémicos que son necesarios para la operación del SEN.
- Apartado de Análisis de Condiciones de Competencia en la Provisión de SSCC:** con sustento en los análisis conducentes a establecer si existen condiciones de competencia en cada uno de los mercados relevantes asociados a los SSCC correspondientes, el Coordinador definirá los SSCC que se materializarán a través de subastas o licitaciones y cuáles lo harán por medio de una instrucción directa.
- Apartado Instalaciones que prestan Servicios Complementarios:** en donde se especifican los equipos e instalaciones que prestarán SSCC durante la vigencia del ISSCC, de acuerdo con lo establecido en el artículo Segundo Transitorio del Reglamento. Se deberá indicar claramente el tipo de instalación, su propietario u operador y la forma en que participa de los SSCC, en concordancia con lo definido en el literal a).

- e) **Apartado de Instalación y/o Adecuación de Infraestructura:** en los casos que de los estudios realizados por el Coordinador se detecte que los recursos técnicos son insuficientes para la prestación de alguno de los SSCC, se licitará o instruirá, dependiendo del mecanismo de provisión del respectivo SC, la instalación de nueva infraestructura, indicando su vida útil y mantenimiento anual eficiente. Por otra parte, el Coordinador también podrá solicitar la adecuación de la infraestructura existente con el fin de que pueda participar en la prestación de algún SC.
- f) **Apartado de Calendarización de los Servicios:** en esta sección se indicará la fecha en la cual un SC, que no haya sido requerido desde el inicio del periodo de vigencia del presente informe, comenzará su prestación. Así mismo, se indicarán las fechas en las cuales se espera licitar o instruir la adecuación del equipamiento existente o la instalación de nueva infraestructura para la prestación de alguno de los SSCC.

Dado lo expresado en los puntos previos, con el fin de poder cuantificar los requerimientos a nivel de SEN para cada servicio complementario, así como las características técnicas que deberán poseer las instalaciones que presten dichos servicios, es que el Coordinador ha licitado el proyecto “Estudio de Servicios Complementarios para la Operación del SEN”¹, en adelante Estudio SSCC, el cual contempla un horizonte que abarca desde el año 2020 hasta el 2023. Los resultados de este Estudio, junto con la Minuta “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”², fueron considerados como base y recomendaciones a efectos de establecer los requerimientos sistémicos en el presente informe.

Cabe destacar que, según lo indicado en el artículo Segundo Transitorio del Reglamento de SSCC, el Coordinador contará con un plazo de 3 años para verificar las capacidades para prestar SSCC de las instalaciones del sistema. Este plazo regirá a contar de la publicación por parte del Coordinador, del primer Cronograma del Proceso de Verificación definitivo, al que se refieren los artículos 6-5 a 6-7 de la NTSSCC, el que según la Resolución Exenta CNE N°145 de 2020 será emitido el 18 de febrero de 2021³.

Durante el mencionado periodo, aquellas instalaciones que no cuenten con la verificación del Coordinador, y que hayan sido indicadas como “verificadas transitoriamente” en el Informe SSCC 2020 publicado en noviembre de 2019, se entenderán habilitadas para participar en la prestación de Servicios Complementarios, con los recursos técnicos disponibles informados fundadamente al Coordinador, según la norma técnica vigente.

Finalmente, cabe destacar que este Informe ha sido confeccionado considerando la normativa vigente. Dado lo anterior y según lo indicado en el artículo 2-8 de la NTSSCC, este Informe será revisado y actualizado considerando los nuevos antecedentes que puedan modificar los requerimientos de cuantía de los recursos técnicos contenidos en el presente informe.

¹ Dicho estudio puede ser descargado del sitio web del coordinador en el siguiente enlace <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/>

² Dicha minuta puede ser descargada del sitio web del coordinador en la siguiente ruta: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/09/DE05295-19.pdf>

³ Carta DE02416-20, de fecha 12 de mayo de 2020.

3. DEFINICIÓN DE SERVICIOS

En este capítulo se presentan las definiciones de la Resolución de SSCC, emitida por la CNE, para cada SC y sus correspondientes categorías. Adicionalmente, el Coordinador establece requerimientos adicionales que deberán cumplir los equipamientos para realizar una prestación satisfactoria del SC en el que participen.

Cada servicio complementario se fundamentará en términos de la funcionalidad que aporta al cumplimiento de los estándares definidos en la NTSyCS, considerando lo indicado en la Resolución de SSCC y requerimientos adicionales establecidos por el Coordinador.

A continuación, se muestra una tabla con el resumen de los SSCC indicados en la resolución correspondiente.

Tabla 3-1 Categorías y subcategorías de SSCC.

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (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)
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)
		Desconexión Manual de Carga (DMC)
	Desconexión de Generación	EDAG (EDAG por Sobrefrecuencia y EDAG por Contingencia Específica)
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC)
		Planes de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE)
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Equipos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)

3.1 CONTROL DE FRECUENCIA

Se define el SC de Control de Frecuencia al conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SI.

En la prestación de este SC se distinguen cinco acciones básicas para controlar la frecuencia, las cuales se relacionan entre sí. En la Figura 1 se presenta esquemáticamente la relación que existe entre las distintas categorías del SC Control de Frecuencia.

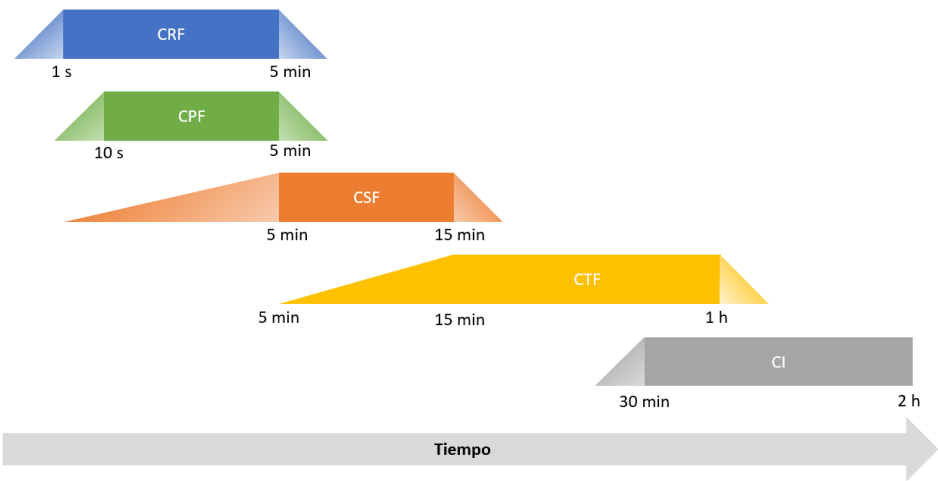


Figura 1. Esquema cadena de reservas.

En la Figura 2 siguiente, se representa referencialmente los tiempos asociados a las cinco acciones básicas para controlar frecuencia, los que son utilizados para la definición de cada subcategoría de aquel SC.

En la Tabla 3-2, las características de las Categorías y subcategorías de SSCC.

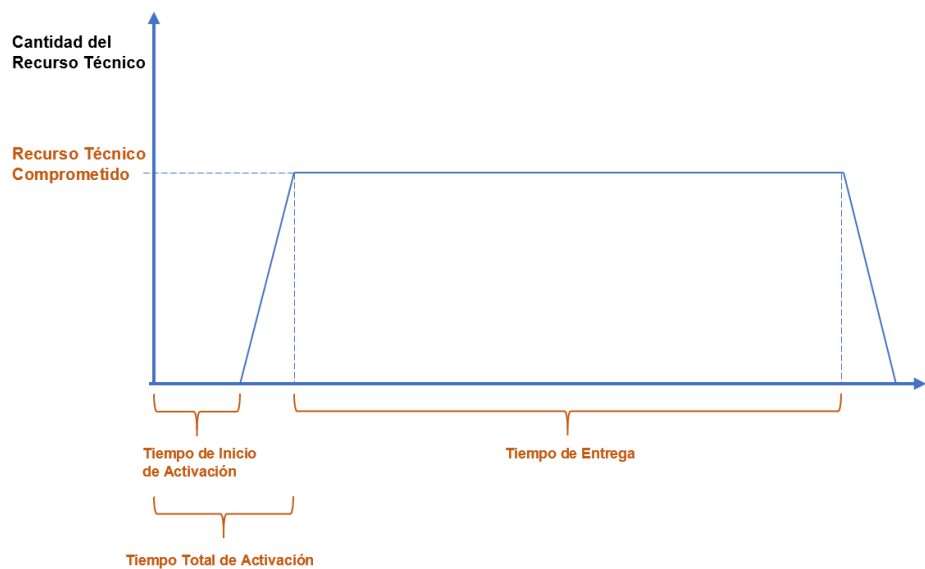


Figura 2. Representación referencial tiempos servicios de CF.

Tabla 3-2 Categorías y subcategorías de SSCC.

Característica Técnica	Modo de Activación	Tiempo de Inicio de Activación	Tiempo Total de Activación	Mínimo Tiempo de Entrega	Máximo Tiempo de Entrega
CRF	Automático Local	-	1[s]	5[min]	
CPF	Automático Local	-	10[s]	5[min]	
CSF	Automático Centralizado	-	5[min]	15[min]	
CTF	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	5[min]	-	-	1[hr]
CI	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	-	30[min]	2[hr]	-

A continuación, se presentan las definiciones de cada una de las categorías consideradas.

3.1.1 CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)

1) Definición:

Corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

El Tiempo Total de Activación del servicio será de 1 [s], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 5 [min].

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

Considerando las definiciones establecidas por la CNE para la prestación de este servicio, se ha requerido que el CRF sea un servicio prestado ante contingencias o excursiones de la frecuencia que no respondan a variaciones naturales de la demanda neta del sistema.

Al respecto y según se indica en el punto 4.1, este SC no es requerido el año 2020, por lo que no se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio, más allá de lo definido en la Resolución de SSCC.

3.1.2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

1) Definición:

Corresponde a acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

El Tiempo Total de Activación del servicio CPF será de 10 [s], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 5 [min].

La prestación de esta categoría de servicios se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

I. Estado Normal de Operación

En estado normal de operación del sistema, es necesario contar con reservas de potencia activa para enfrentar las variaciones de la demanda respecto del valor programado para el despacho, con el fin de disminuir el error de frecuencia del sistema con respecto a su valor nominal. Se considerarán como variaciones normales, las desviaciones que se encuentren dentro de la banda de $\pm 0.2\text{Hz}$.

Considerando lo anterior, y dadas las exigencias de la NTSyCS vigente, en especial lo dispuesto en el artículo 3-17, para la prestación de este servicio solo se considerará la participación de unidades de tipo sincrónica⁴.

Las unidades que participen de la regulación primaria deberán contar con las características técnicas asociadas al Controlador de Carga/Velocidad, según lo dispuesto en el artículo 3-17 de la NTSyCS. Este controlador deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo. Los rangos de ajustes serán:
 - i. Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%.
 - ii. Otras unidades sincrónicas: de 4% a 8%.
- b) Banda muerta inferior a 0.1% del valor nominal de frecuencia, es decir, $\pm 25\text{ mHz}$.
- c) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos desde la detección de la sub o sobrefrecuencia hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
- d) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI. Para la operación en isla, las unidades generadoras deberán permitir el cambio de ajustes de parámetros, al menos manualmente, a valores previamente definidos por el Coordinador.
- e) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

II. Operación ante Contingencias

Ante la ocurrencia de una contingencia que genere un déficit o exceso importante de generación y por ende una subfrecuencia o sobrefrecuencia, respectivamente, es necesario contar con una reserva de potencia para contribuir a evitar una variación de frecuencia elevada y la posible pérdida de consumo o generación en el sistema. Se considerará como evento que produce un déficit o exceso importante de generación, aquellas contingencias que den origen a una desviación de frecuencia superior a $\pm 0.2\text{Hz}$.

En consistencia con lo descrito, podrán participar de este servicio:

⁴ Según se indica en artículo 3-16, la banda muerta de los parques eólicos y fotovoltaicos es de 200 mHz.

- a) Unidades sincrónicas que cumplan con el estándar definido en el numeral I.
- b) Unidades sincrónicas que reemplacen su aporte al CPF con equipos de compensación de energía activa. En este caso los equipos de compensación de energía activa deberán cumplir con los siguientes requisitos:
 - Umbral de activación: ± 0.3 Hz
 - Umbral de desactivación: entre 0 y ± 0.2 Hz. La asignación de estos umbrales será definida por el Coordinador para cada equipo.
 - Criterio para carga del equipo: La carga del equipo deberá activarse a una frecuencia mínima de 50.025 Hz y deberá realizarse a una tasa que será definida por el Coordinador.
- c) Parques eólicos y fotovoltaicos que cumplan con los siguientes requisitos:
 - El retardo inicial del sistema de frecuencia/potencia deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción.
 - Banda muerta de ± 200 mHz.
 - Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación del parque con carga. El rango de ajuste será entre 2% a 8%.
 - El funcionamiento del controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.

Para operar el sistema de manera segura y acorde a los estándares exigidos en la NTSyCS se requiere que esta reserva cumpla con dos condiciones: una entrega de reserva pronta que compense el descenso de la frecuencia durante los primeros segundos post contingencia y contar con un aporte estable de potencia que permita la recuperación dinámica de la frecuencia.

De acuerdo con lo anterior se puede distinguir los siguientes atributos para el CPF ante contingencia:

- a) **Control primario ante contingencia - 10 s (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.
- b) **Control primario ante contingencia - 5 min (CPF@5min):** Reserva requerida durante el tiempo de acción del CPF, esto es 5 minutos, teniendo por objetivo restablecer el valor permanente de la frecuencia por sobre 49.3 Hz.

3.1.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

1) Definición:

Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y de Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-).

El CSF deberá operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC. El Tiempo Total de Activación del servicio CSF será de 5 [min], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 15 [min].

2) Requerimientos asociados a la prestación:

A efectos de realizar el CSF a través del AGC, los Coordinados deberán cumplir con lo especificado en el artículo 4-17 de la NTSyCS y con las exigencias del Coordinador, esto es:

- Cumplir con las especificaciones de diseño del AGC, contenidas en los documentos “Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC”, de diciembre de 2015 e “Informe de Diseño Conceptual y Básico del Enlace AGC Local/Coordinado”, de enero del 2015⁵.
- Instalar los equipos de control, supervisión y sistemas de comunicaciones, que permitan contar con una plataforma totalmente independiente y redundante de manera de garantizar calidad en el servicio de información para monitoreo y control del AGC, cumpliendo con una disponibilidad mínima del enlace de comunicaciones del coordinado del 99.95%, como dispone la Norma IEC 60870-4.
- Para garantizar un adecuado desempeño de la respuesta de las unidades a los comandos del AGC, es necesario definir un límite al tiempo de retardo máximo a partir del cual las unidades inician su cambio de generación visto en el módulo AGC. Este tiempo de retardo máximo no deberá superar los 20 segundos.
- Disponer de las señales requeridas para integrar las unidades generadoras al AGC, según se especifica en el Anexo Técnico de “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de Datos al SITR del CDC”.

3.1.4 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

1) Definición:

Corresponde a acciones de control activadas por instrucción del Coordinador en la operación en tiempo real, destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar el sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes.

Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobre frecuencia (CTF-).

El Tiempo de Inicio de Activación del CTF será de 5 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, y su máximo Tiempo de Entrega será de 1 [hr].

2) Requerimientos asociados a la prestación:

Dentro de las consideraciones que se deberán tomar para la prestación de este servicio, y para mantener la coherencia con la cadena de reservas que se da entre los distintos controles, es que se deberá considerar el 100% de la entrega de reserva comprometida en un tiempo máximo de 15 min, medidos desde que el Coordinador entrega la instrucción al CC, de manera que el CTF reemplace la acción ejercida previamente por el CSF.

⁵ Dichos documentos pueden ser descargados del sitio web del coordinador en el siguiente enlace <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/control-automatico-de-generacion-agc/>

3.1.5 CARGAS INTERRUMPIBLES (CI)

1) Definición:

Se entenderá por Cargas Interrumpibles a la reducción de demanda neta del Usuario Final, medida desde el punto de conexión de éstos al sistema eléctrico, bajo instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros.

El Tiempo Total de Activación será de 30 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, y el mínimo Tiempo de Entrega será de 2 [hr].

2) Requerimientos asociados a la prestación:

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC.

3.2 CONTROL DE TENSIÓN

1) Definición:

Corresponde a acciones de control que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

Dependiendo de la naturaleza del equipamiento que preste este servicio complementario se distinguen diferentes tipos de requerimientos:

a) Unidades generadoras sincrónicas:

- **Control de régimen permanente y dinámico:** Esta prestación corresponde a la actuación del controlador de tensión de una unidad generadora sobre la salida de la excitatriz, a través de la modificación de la corriente de campo, para contribuir a mantener la tensión de operación de una barra de referencia, en régimen permanente y ante la ocurrencia de contingencia, de acuerdo con la consigna previamente establecida por el Coordinador.

b) Parques eólicos y fotovoltaicos:

- **Control estático:** Esta prestación corresponde a la entrega de una cantidad fija de potencia reactiva, de acuerdo con una consigna previamente establecida por el CDC, y dentro de las capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación. En los casos que esta acción sea requerida en ausencia del recurso primario, el costo asociado al consumo de energía incurrido será compensado en el proceso de remuneraciones de los SSCC.
- **Control dinámico:** Esta prestación corresponde a la actuación del regulador de tensión de un parque eólico o solar sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva, para contribuir a mantener la tensión de operación en los niveles admisibles establecidos en la NTSyCS, tanto en régimen permanente como ante contingencias, de acuerdo a la consigna de tensión previamente establecida por el Coordinador y conforme a lo establecido en los artículos 3-7 y 3-8 de la NTSyCS vigente. Este tipo de control se diferenciará en uno de tipo *rápido* y otro *lento*, diferenciándose en cuanto a su tiempo de respuesta que en el primer caso no podrá ser superior a 1 s, mientras que para el lento no podrá exceder los 20 s. Será el Coordinador por medio del presente

Informe quién definirá si se requiere que alguna instalación preste este tipo de servicio. En los casos que esta acción sea requerida en ausencia del recurso primario, el costo asociado al consumo de energía incurrido será compensado en el proceso de remuneraciones de los SSCC.

c) Elementos de compensación reactiva

- **Control estático:** Esta prestación corresponde a la disponibilidad y/o utilización de compensadores estáticos de potencia reactiva, bancos de condensadores o reactores fijos y/o desconectables, entre otros, para contribuir a mantener la tensión de operación de las barras del sistema dentro de los niveles establecidos en la NTSyCS, en régimen permanente y ante la ocurrencia de una contingencia.
- **Control dinámico:** Esta prestación corresponde a la disponibilidad y/o utilización de compensadores sincrónicos y reguladores estáticos o dinámicos de tensión (SVC, STATCOM, etc.), entre otros, para contribuir a mantener la tensión de operación de las barras del sistema dentro de los niveles establecidos en la NTSyCS, en régimen permanente y ante la ocurrencia de una contingencia.

Las unidades generadoras sincrónicas y parques eólicos/fotovoltaicos deberán operar de forma estable y permanente, entregando o absorbiendo reactivos, de acuerdo con los límites establecidos en sus Diagramas PQ, considerando las exigencias descritas en la NTSyCS. En el caso de los parques eólicos y fotovoltaicos, esto podrá ser realizado mediante un control por consigna de tensión sobre la barra de inyección al sistema, ajustando el factor de potencia del parque o mediante un control de inyección de potencia reactiva.

El sistema de excitación de una máquina sincrónica deberá cumplir con que el error en estado estacionario de la tensión de generación deberá ser inferior a 0.25% para cualquier cambio en la carga del generador, según el artículo 3-12 literal b) de la NTSyCS.

Las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a Centrales Eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] con dos o más unidades generadoras deberán tener un sistema de excitación que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando, según el artículo 3-13 de la NTSyCS.

Los parques eólicos y fotovoltaicos de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] deberán tener un sistema de control que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador, según el artículo 3-13 de la NTSyCS.

3.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

3.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

Corresponde al desprendimiento automático o manual de carga con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

Los Esquemas de Desconexión Automático de Carga (EDAC) son esquemas de control que operan automáticamente.

Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores asociados a consumos, en condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad. La activación de los EDAC se produce frente a: límites o umbrales de subfrecuencia, gradientes de disminución de frecuencia, límites de subtensión o señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen los siguientes tipos de EDAC: EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión y EDAC por Contingencia Específica.

Se entenderá por Desconexión Manual de Carga (DMC) a aquellas acciones o instrucciones del Coordinador, necesarias para que los usuarios finales desconecten carga manualmente frente a situaciones de riesgo de la seguridad del sistema eléctrico.

La naturaleza de la prestación de los servicios EDAC por Subfrecuencia y DMC se considera sistémica⁶ y los EDAC por Subtensión y EDAC por contingencia específica se consideran de naturaleza local. La naturaleza de los servicios de DMC podrá ser local o sistémica, dependiendo de la causa del requerimiento del servicio, según lo determine el Coordinador.

3.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

El SC de EDAC por Subfrecuencia, corresponde al esquema de control que emite órdenes de Desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos, previa operación de un relé de subfrecuencia con medida local.

Para realizar la prestación de este servicio, de acuerdo con lo indicado en la NTSyCS, el equipamiento deberá cumplir al menos con las siguientes especificaciones técnicas:

- La operación del esquema en su conjunto, incluyendo la apertura de interruptores, no deberá superar los 200 ms.
- Equipos de medición de frecuencia deben contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos sincronizados mediante GPS.
- Cuando se requiera, equipos deberán tener la capacidad de calcular y actuar por gradiente de frecuencia.

3.3.1.2 EDAC por Subtensión

El SC de EDAC por Subtensión, corresponde al esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SI que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos, previa operación de un relé de subtensión con medida local.

De acuerdo con lo indicado en la NTSyCS, el equipamiento deberá cumplir al menos con las siguientes especificaciones técnicas:

- Equipamiento capaz de medir tensión en no más de 120 ms.
- Equipamiento con capacidad para operar con un tiempo de retardo ajustable entre 0 s y 1 s.
- Equipos de medición de tensión deben contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos sincronizados mediante GPS.

⁶ La naturaleza de los servicios de DMC podrá ser local o sistémica, dependiendo de la causa del requerimiento del servicio, según lo determine el Coordinador.

3.3.1.3 EDAC por Contingencia Específica

El SC de EDAC por Contingencia Específica se refiere a las acciones de control automáticas destinadas a preservar la seguridad y calidad de servicio frente a la ocurrencia de una contingencia particular. Éste corresponde al esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SI que ponen en riesgo su seguridad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos. El procesamiento de la decisión de desenganche se realiza en una ubicación remota o local, sobre la base de la detección de un cambio de estado o de variables eléctricas anormales, que pueden afectar la seguridad y calidad de servicio de un área del SI.

Dentro de esta subcategoría de SC se considerará también la actuación de los EDAC asociados a los PDCE y PDCC.

No existen requerimientos para este tipo de esquemas, ya que la especificación técnica de estos dependerá de la solución específica con el fin de evitar la propagación de fallas al resto de las instalaciones del SI, evitando la salida incontrolada de las mismas y permitiendo, además, el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio establecidos en la NTSyCS.

3.3.1.4 Desconexión Manual de Carga (DMC)

El SC de DMC corresponde a la instrucción que determina e instruye el Coordinador, según corresponda, para el desprendimiento o limitación de consumo en las instalaciones de distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios, con la finalidad de preservar los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NTSyCS. La DMC podrá ser instruida a través de las siguientes modalidades:

- **DMC en línea:** Se instruyen por el CDC en tiempo real a los CC, para que los Coordinados Clientes desconecten o limiten su carga en las barras de consumo correspondientes.
- **DMC programada:** se instruyen por el Coordinador a través de la PCP o de un redespacho de generación, de forma tal que los Coordinados Clientes del SI desconecten o limiten sus cargas desde las barras de consumo correspondientes.

Las DMC tienen una naturaleza dual, en el sentido que pueden originarse para dar cuenta de un fenómeno sistémico o un fenómeno local.

La activación de las DMC deberá ser instruida por el Coordinador como un último recurso para preservar la seguridad y calidad del sistema eléctrico.

3.3.2 DESCONECCIÓN DE GENERACIÓN

1) Definición:

Corresponde al desprendimiento o reducción automática de generación o inyección con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio frente a condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad.

Los Esquemas de Desconexión o Reducción Automática de Generación (EDAG o ERAG) son esquemas de control que operan automáticamente, emitiendo orden de desenganche sobre interruptores u órdenes a controladores para reducir la generación de unidades o inyección de sistemas de almacenamiento. La activación de los EDAG se produce frente a: límites o umbrales de sobrefrecuencia, y señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen dos subcategorías para esta categoría de SC:

- a) EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia.
- b) EDAG o ERAG por Contingencia Específica.

La naturaleza de la prestación del servicio EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia se considera sistémica, en el caso del servicio EDAG o ERAG por Contingencia Específica su naturaleza se considera local.

Cabe destacar que, los EDAG o ERAG que se utilicen con el objetivo de aumentar el flujo a través de instalaciones de transmisión por sobre el límite N-1 de la instalación, no serán considerados como servicios complementarios.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

Dentro de la subcategoría de SC de EDAG por Contingencia Específica se considerará también la actuación de los EDAG asociados a los PDCE y PDCC.

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC y al diseño propio de cada esquema.

3.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Corresponde al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar un apagón total o parcial del sistema eléctrico ante la ocurrencia de una contingencia extrema o crítica según corresponda.

Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) y de Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC). La primera tiene por objetivo evitar un apagón total y la segunda un Apagón Parcial.

La naturaleza de la prestación del servicio de PDCE se considera sistémica, mientras que en el caso del PDCC su naturaleza se considera local.

3.3.3.1 Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)

Se entenderá por PDCC al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Parcial del SI ante la ocurrencia de una Contingencia Crítica.

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC y al diseño propio de cada PDCC.

3.3.3.2 Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)

Se entenderá por PDCE al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Total del SI ante la ocurrencia de una Contingencia Extrema.

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC.

3.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIOS

Corresponden a los servicios que, una vez ocurrido un Apagón Parcial o Total del sistema eléctrico, permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible. Dentro de este servicio se definen 3 subcategorías:

- a) Partida autónoma.
- b) Aislamiento rápido.
- c) Equipamiento de vinculación.

3.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA (PA)

1) Definición:

Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, encontrándose fuera de servicio, puede iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin contar con suministro de electricidad externo.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

Las unidades con partida autónoma se agruparán en dos categorías: las que requieren de equipamiento adicional (tales como grupo electrógeno, banco de baterías u otro) y las unidades de combustión interna que por su naturaleza pueden realizar proceso de partida sin necesidad de equipamiento adicional.

3.4.2 AISLAMIENTO RÁPIDO (AR)

1) Definición:

Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un Apagón Total o Parcial.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC.

3.4.3 EQUIPOS DE VINCULACIÓN (EV)

1) Definición:

Corresponde a la prestación que dan los equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema eléctrico que se hayan mantenido operando en forma de islas independientes.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC.

4. IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS

4.1 CONTROL DE FRECUENCIA

De acuerdo con lo determinado en el “*Estudio de SSCC*” y los análisis realizados por el Coordinador en la Minuta “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, las categorías de SSCC asociadas al control de frecuencia requeridas para la operación del sistema el año 2020 corresponden a:

- Control Primario de Frecuencia.
- Control Secundario de Frecuencia.
- Control Terciario de Frecuencia.

Con respecto al Control Rápido de Frecuencia, de acuerdo con los análisis y estudios elaborados por el Coordinador no se verifica una necesidad técnica a nivel de sistema de implementar este SC para la operación esperada entre los años 2020 a 2023. En efecto, los elementos técnicos que fundan esta conclusión y que se detallan en el Anexo 1, son los siguientes:

- i. En escenarios de baja inercia, que acorde a los despachos utilizados se encuentran en torno a 30 GVA s, los análisis indican que el tiempo en el que se alcanza la frecuencia mínima, ante una contingencia simple de la unidad generadora más grande del sistema (severidad 5), es del orden de 8 segundos. Estos tiempos son superiores al tiempo de despliegue exigido para el CRF (1 segundo) y caen en la vecindad de la exigencia para el despliegue completo del CPF (10 segundos).
- ii. En un escenario más conservador, caracterizado por despachos donde las reservas de CPF son entregadas solo por unidades hidráulicas, el valor de inercia mínimo admisible es aproximadamente 21000 MVAs (esto considerando que la frecuencia mínima admisible es 48.9 Hz). Por debajo de este valor de inercia y en un escenario donde la totalidad de las reservas de CPF se asigne a unidades hidráulicas, sería necesario contar con un monto de CRF (a definir) para atender contingencias de gran magnitud.
- iii. En el caso de contar con una distribución de reservas para CPF mixta (Térmica e Hidráulica), no se identifica un requerimiento estricto de control rápido de frecuencia para los niveles de inercia analizados.

Sin perjuicio de lo anterior, dado que en general la reserva del sistema estará conformada de manera mixta, los requerimientos de CPF se incrementarán en la medida que los niveles de inercia del sistema se van reduciendo producto de la creciente incorporación de fuentes de generación solares y eólicas. En ese contexto, tomará relevancia evaluar la conveniencia de identificar un requerimiento de CRF.

Respecto al SC de Cargas Interrumpibles, para el periodo analizado no se verifica una necesidad de contar con dicho SC para garantizar la cobertura de la demanda en horario punta, así como tampoco para aportar a la respuesta en frecuencia ante situaciones de emergencia. En efecto, los requerimientos de demanda en horario punta estimados para el año 2020 son de aproximadamente 11,000 MW, con una potencia instalada en el sistema de aproximadamente 25,000 MW, por lo que dada la sobre instalación actual del parque generador en el sistema, desde el punto de vista del atributo de suficiencia del sistema no se requiere del aporte de este servicio.

Por otro lado, respecto de la viabilidad de requerir el servicio para resolver problemas de congestión en el sistema de transmisión, las congestiones que se visualizan en el sistema de transmisión nacional responden

a excesos focalizados de generación más que a aumentos de demanda, de modo que la utilización de cargas interrumpibles para este propósito no sería una solución eficiente.

A continuación, se describen los criterios considerados para la cuantificación de cada tipo de reserva requerido:

4.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Para el control primario de frecuencia se distinguen dos componentes: las variaciones aleatorias de la demanda y de la generación renovable no convencional, y otra asociada a soportar contingencias de Severidad 5, que a su vez se separa en dos componentes, una que debe actuar de manera pronta (CPF@10s) y otra que permite restablecer la frecuencia a un valor de régimen permanente (CPF@5min).

En el caso de la reserva para variaciones aleatorias y/o naturales del sistema, se determina una reserva CPF para estado normal de operación que permite mantener con una significancia del 95% la frecuencia dentro de la banda ± 0.2 Hz. La metodología asociada a su determinación corresponde al cálculo de las desviaciones del valor medio de 10 s versus el valor de la media de 5 min en una ventana móvil.

Por otra parte, el CPF ante contingencias se encuentra asociado a soportar contingencias de generación en el sistema, sin activar el EDAC por Subfrecuencia cuando se presentan contingencias simples. Dado lo anterior, la reserva se estima en función de que la contingencia de la unidad más grande del SEN no provoque una excursión de frecuencia que disminuya más allá de los 48.9 Hz y que post-contingencia la frecuencia de restablecimiento sea superior a 49.3 Hz.

Finalmente, el CPF está dado por siguiente:

Tabla 4-1 Reservas requeridas para CPF.

CPF estado normal [MW]	CPF contingencias [MW]		CPF Total [MW]
	CPF@10s	CPF@5min	
± 40	± 215	± 287	± 327

Los BESS podrán ser utilizados como reemplazo al aporte que realizan las unidades generadoras al CPF ante contingencias.

4.1.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA

El Control Secundario de Frecuencia (CSF) opera de manera automática por medio del AGC, y en conjunto con el Control Terciario de Frecuencia (CTF), el cual es instruido mediante consignas manuales por el Coordinador, deben hacerse cargo de las variaciones intrahorarias y del error de previsión de la demanda neta del SEN.

En primera instancia, se considera que el CSF debe cubrir al menos las variaciones intrahorarias que experimenta la demanda neta del sistema eléctrico. Considerando además que el CSF está supeditado al AGC, las reservas deben ser acordes a los parámetros con los que se programa su operación, particularmente el BIAS del SEN, el cual ha sido calculado en función de los registros que posee el Coordinador de las excursiones de frecuencia que se han presentado en el sistema.

En consecuencia, la reserva requerida para el CSF será el mayor valor entre los montos requeridos para atender las variaciones intrahorarias y la reserva mínima asociada a la operación del AGC.

$$R_{CSF} = \text{Max}\{R_{VI}, R_{Min_AGC}\}$$

Donde:

R_{VI} : reserva requerida por variaciones intrahorarias

R_{Min_AGC} : reserva requerida para la operación del AGC

Según los resultados obtenidos en los estudios realizados por el Coordinador (Minuta “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”), el monto de reserva del CSF queda determinado por el requerimiento del AGC⁷, esto es por el producto entre la desviación de frecuencia aceptable que mantiene el estándar de la frecuencia en estado normal (± 200 mHz) y el BIAS del sistema. En la Tabla 4-2 se presenta el requerimiento asociado a la reserva para CSF.

Tabla 4-2 Reservas requeridas para CSF.

Categoría SC	Subcategoría	BIAS [MW/0.1 Hz]	Desviación de Frecuencia [Hz]	Reserva [MW]
CSF	CSF-	60	-0.2	-120
	CSF+	60	0.2	120

Adicionalmente, dado el monto de reserva determinado, la **rampa sistémica** resultante corresponde a **± 24 MW/min**. Así mismo, se debe respetar la restricción operativa del AGC de que al menos existan 3 unidades participando simultáneamente en el automatismo.

4.1.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

Dado lo indicado para el CSF en el punto 4.1.2, el Control Terciario de Frecuencia (CTF) deberá tener un monto de reserva tal que complementa las reservas requeridas, de manera conjunta, para las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda (diferencias que se presentaron entre la programación y la operación real calculados horariamente). En consecuencia, el CTF quedará determinado según la siguiente expresión:

$$R_{CTF} = R_{VI} + R_{EP} - R_{CSF}$$

Donde:

R_{VI} : reserva requerida por variaciones intrahorarias.

R_{EP} : reserva requerida por errores de previsión de la demanda.

R_{CSF} : Reserva para Control Secundario de Frecuencia.

Tabla 4-3 Reservas requeridas para CTF.

Categoría SC	Detalle	Detalle	Reserva
CTF	CTF -	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	-156 MW
		Bloque 2 (06:00-09:59 hrs.)	-256 MW
		Bloque 3 (10:00-16:59 hrs.)	-158 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	-270 MW
	CTF +	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	162 MW
		Bloque 2 (06:00-09:59 hrs.)	224 MW
		Bloque 3 (10:00-16:59 hrs.)	143 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	316 MW

⁷ El detalle puede ser revisado en el técnico “Procedimiento para determinar el BIAS del SEN”, disponible en el sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/09/Procedimiento-para-determinar-el-Bias-del-SEN.pdf>

4.1.4 RESUMEN REQUERIMIENTOS CF

A continuación, se resumen los requerimientos asociados a los servicios complementarios de Control de Frecuencia.

Tabla 4-4 Reservas requeridas para Control de Frecuencia.

Categoría SC	Subcategoría SSCC	Detalle	Reserva
CPF	CPF +/-	Normal	40 MW
		Contingencia (10 s)	215 MW
		Contingencia (5 min)	287 MW
		Total	327 MW
CSF	CSF-	-	-120 MW
		Rampa requerida	-24 MW/min
	CSF+	-	120 MW
		Rampa Requerida	24 MW/min
CTF	CTF -	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs. y 21:00-23:59 hrs.)	-220 MW
		Bloque 2 (06:00-09:59 hrs.)	-295 MW
		Bloque 3 (10:00-16:59 hrs.)	-223 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	-289 MW
	CTF +	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	226 MW
		Bloque 2 (06:00-09:59 hrs.)	263 MW
		Bloque 3 (10:00-16:59 hrs.)	208 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	334 MW

4.2 CONTROL DE TENSIÓN

El SC de Control de Tensión es imprescindible para mantener operando el sistema dentro de los estándares exigidos por la NTSyCS. En el “*Estudio de SSCC*” se determinan las necesidades de potencia reactiva para el año 2020.

Debido al carácter local del control de tensión y con el fin de identificar los recursos de control de tensión que tienen mayor influencia en el control sobre las barras del sistema, se han definido las siguientes Áreas de Control de Tensión (ACT):

- ACT Norte Grande: Desde el extremo norte del SEN hasta la S/E Los Changos.
- ACT Norte Chico: Desde las SS/EE Nueva Pan de Azúcar 500 KV y Las Palmas 220 kV hacia el norte hasta S/E Los Changos 500 KV (incluyendo la zona de Diego de Almagro).
- ACT Centro: Entre las SS/EE Polpaico 500 KV y Alto Jahuel 500 KV y entre las SS/EE Los Vilos 220 kV y Puente Negro 220 kV, incluyendo las redes de 110 KV de la V Región y Región Metropolitana.
- ACT Centro Sur: Desde las subestaciones Alto Jahuel 500 KV y Puente Negro 220 kV hasta Cautín 220 kV, incluyendo las redes de 154kV de la VI-VII región y Concepción.
- ACT Sur: Desde la subestación Ciruelos 220 kV hacia el sur.

En el caso del SC de Control de Tensión existe un requerimiento de potencia reactiva por zona que debe estar despachado en el sistema para mantener las tensiones en las bandas admisibles definidas en la NTSyCS. Este requerimiento de operación normal del sistema puede ser satisfecho por unidades sincrónicas, parques eólicos y fotovoltaicos inyectando potencia reactiva (con o sin control dinámico) y por equipos de compensación de potencia reactiva.

Por otra parte, existe una necesidad de contar con reservas de potencia reactiva que pueda ser entregada de manera rápida cuando el sistema se ve perturbado por una contingencia, permitiendo cumplir con los estándares de recuperación dinámica indicados en la NTSyCS. Para satisfacer este requerimiento podrán participar unidades sincrónicas, parques eólicos y fotovoltaicos que cuenten con control dinámico de tensión, compensadores sincrónicos y reguladores estáticos o dinámicos de tensión (SVC, STATCOM, etc.)

En la Tabla 4-5 se presentan los requerimientos de potencia reactiva esperados para la operación del sistema el año 2020, tanto para la condición normal de operación del sistema, como las reservas necesarias para afrontar las posibles contingencias.

Tabla 4-5 Requerimientos de potencia reactiva para la prestación del SC de Control de Tensión.

ACT	Sub-ACT	Requerimiento para Operación Normal [MVar]		Reservas para Contingencia [MVar]	
		Mínimo	Máximo	Capacitiva	Inductiva
Norte Grande	Norte-Centro	-399	-133	214	-112
	Sur (Domeyko)	74	140	68	-52
Norte Chico	Norte	-111	-48	62	-23
	Centro-Sur	-659	-408	84	-92
Centro	Troncal	-83	1034	214	-121
	V Región 110 kV	-26	79	10	-16
	RM 110 kV	299	426	58	-42
Centro Sur	Troncal	-311	638	98	-176
	Itahue 154 kV	53	148	33	-16
	Concepción	55	145	19	-23
Sur	Sur	-39	64	86	-21

4.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

En la presente sección se identifican las subcategorías del SC de Control de Contingencias que serán requeridas para la operación del sistema durante el año 2020.

4.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

4.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

El esquema EDAC por Subfrecuencia será diseñado considerando lo especificado en los artículos 3-40 y 3-41 de la NTSSCC, para contener contingencias severas del sistema, como por ej. la salida intempestiva de más de una unidad generadora.

Se ha determinado que para este servicio no se descartan las condiciones, por lo que es necesario materializar su provisión mediante una licitación⁸. No obstante, dado los plazos involucrados en este proceso, durante el año 2020 y mientras no se licite el respectivo EDAC, este servicio será provisto por las instalaciones asociadas al esquema vigente.

El esquema vigente corresponde a lo planteado a continuación.

Tabla 4-6 EDAC por Subfrecuencia SEN – Norte Grande.

Escalón		Carga asignada por Escalón [MW]	Carga acumulada [MW]
Escalón 2	48.9 Hz	52.0	52.00
Escalón 3	48.8 Hz	102.9	154.99
Escalón 4	48.7 Hz	90.9	245.88
Escalón 5	48.6 Hz	104.8	350.66
Escalón 6	48.5 Hz	117.9	468.55
Escalón 7	48.4 Hz	119.7	588.22
Escalón 8	48.3 Hz	119.2	707.44

Tabla 4-7 EDAC por Subfrecuencia SEN – Centro Sur.

Escalón		Carga asignada por Escalón [MW]	Carga acumulada [MW]
Escalón 1	49.0 Hz -0.6 Hz/s	515.7	515.7
Escalón 2	48.9 Hz	261.5	777.1
Escalón 3	48.8 Hz -0.6 Hz/s	448.9	1226.0
Escalón 4	48.7 Hz	251.5	1477.5
Escalón 5	48.5 Hz	286.4	1763.9
Escalón 6	48.3 Hz	176.2	1940.2

4.3.1.2 EDAC por Subtensión

Para el periodo estudiado, no se han detectado necesidad de implementar un esquema EDAC por Subtensión, en consecuencia, no se requerirá un SC de este tipo.

4.3.1.3 EDAC por Contingencia Específica

El SC de EDAC por Contingencia Específica será necesario para la operación del sistema, detectándose los siguientes esquemas:

- a) Contingencia Específica de la Línea 66 kV San Javier-Constitución.
- b) EDAC en Zona Coronel por operación del sistema 154 kV Bocamina-Lagunillas.
- c) PDCC Fase 1: Contingencia Línea Quillota-Polpaico 2x220 kV.
- d) PDCC Fase 3: Falla línea Quillota-San Luis 2x220 kV.
- e) PDCE Zona Norte: en desarrollo.

^{8 8} El EDAC será definido por zonas en el SEN, por lo que la licitación debería realizarse considerando dichas zonas.

4.3.1.4 Desconexión Manual de Carga

La Desconexión Manual de carga corresponde al último recurso que podrá ser utilizado en el sistema para contener una falla o sobrecarga que se presente, con el fin de preservar los estándares de seguridad y calidad de servicio indicados en la NTSyCS.

4.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

4.3.2.1 EDAG por Sobrefrecuencia

De acuerdo con los análisis desarrollados por el Coordinador, no se ha identificado la necesidad de contar con este recurso en el sistema.

4.3.2.2 EDAG por Contingencia Específica

Se identifica la necesidad de contar con este SC, ya que tanto los PDCE, como los PDCC contemplan en su diseño la actuación de este tipo de esquemas para evitar apagones en el sistema. Los planes asociados a este servicio serán:

- a) PDCC Fase 1: Contingencia Línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.
- b) PDCE Zona Norte: en desarrollo.

4.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

4.3.3.1 Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas

Dada la interconexión de los Sistemas Interconectados del Norte Grande y Central, las contingencias extremas que fueron detectadas previamente, ya no se corresponden con dicha categoría, sino que están alineadas a la definición de contingencias críticas. En concordancia con lo anterior, los PDCE que actualmente se encuentran implementados en el sistema, serán categorizados en la subcategoría de SC de PDCC de acuerdo con lo siguiente:

- a) PDCC Fase 1: Contingencia Línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.
- b) PDCC Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.

4.3.3.2 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

A través de los estudios realizados por el Coordinador durante el año 2019, se ha detectado la necesidad de implementar un PDCE en la Zona Norte del SEN. El esquema se sustenta en los siguientes resultados para una falla de Severidad 6.

Tabla 4-8 Efectos contingencia Severidad 6 en Líneas de Interconexión.

Tramo 2x500 kV	Efecto en el SEN	Clasificación
500 kV Los Changos – Cumbre	Riesgo de Apagón Parcial	Contingencia crítica
500 kV Cumbre – Nueva Cardones	Riesgo de Apagón Total	Contingencia extrema
500 kV Nueva Cardones – Nueva Maitencillo	Riesgo de Apagón Total	Contingencia extrema
500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	Riesgo de Apagón Total	Contingencia extrema
500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	Riesgo de Apagón Total	Contingencia extrema

4.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

De acuerdo con las necesidades definidas en el estudio de PRS elaborado por el Coordinador, se requieren todas las subcategorías de este servicio para la operación del Sistema:

- a) Partida Autónoma.
- b) Aislamiento Rápido.
- c) Equipamiento de Vinculación.

4.5 RESUMEN SSCC AÑO 2020

La siguiente tabla resume los requerimientos para el año 2020.

Tabla 4-9 Categorías y subcategorías de SSCC para el año 2020.

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control de Frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario por Sobre frecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+)
		Control Terciario por Sobre frecuencia (CTF-)
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Contingencia Específica)
		Desconexión Manual de Carga (DMC)
	Desconexión de Generación	EDAG (EDAG por Contingencia Específica)
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC)
		Planes de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE)
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Elementos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)

5. ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA EN LA PROVISIÓN DE SSCC

5.1 ANTECEDENTES GENERALES

Sin perjuicio de lo ya señalado en el Informe de SSCC 2020 publicado en noviembre de 2019, resulta necesario considerar que el análisis de condiciones de competencia es un examen eminentemente dinámico y constituye una efectiva herramienta para estudiar –ex ante– una determinada modificación a la estructura del mercado, lo que permite ahorrar recursos y tiempo, tanto a las autoridades encargadas de velar por la libre competencia, como a los Coordinados que quieren participar en estos mercados cuando las condiciones de mercado así lo permiten.

Tras ya más de siete meses desde el comienzo de las operaciones de este mecanismo de subastas, el objetivo de estos análisis es poder mostrar los resultados del monitoreo del mercado a fin de plantear modificaciones a los elementos de la estructura de mercado o de diseño del mecanismo de licitaciones o subastas que puedan reducir significativamente la competencia y que, debido a eso, puedan producir una reducción en el bienestar de la comunidad y en la eficiencia económica.

Así ha sido considerado en el propio reglamento en el artículo 25 al señalar:

Artículo 25.- Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 20 del presente reglamento, entre cada Informe SSCC, el Coordinador podrá, mediante una actualización, incluir nuevos o modificar fundadamente los requerimientos de Servicios Complementarios establecidos en dicho informe, como también los recursos técnicos e infraestructura disponible en el sistema eléctrico.

El Coordinador deberá monitorear permanentemente las condiciones de mercado de los servicios contenidos en el Informe SSCC, mediante procedimientos, metodologías y/o indicadores que éste defina.

Tratándose de los servicios de control de frecuencia que se materialicen mediante subastas, el Coordinador deberá considerar para la verificación de las condiciones de competencia de éstas, al menos, la realización de una optimización base que permita monitorear, en consistencia con el diseño de las subastas que se establece en el artículo 32 del presente reglamento, los resultados obtenidos en la optimización señalada en el artículo 18 del presente reglamento. Se entenderá por optimización base al ejercicio de la programación de la operación que considere la provisión de reservas operacionales de acuerdo a los criterios que el Coordinador establezca, de conformidad a los principios establecidos en el inciso segundo del artículo 6 del presente reglamento.

En caso que el Coordinador constate cambios en las condiciones de mercado que justificaron los mecanismos de materialización establecidos, deberá modificar el Informe SSCC mediante una actualización del mismo.

Este Coordinador ha estado monitoreando permanente las condiciones de competencia de las subastas de SSCC, siguiendo la evolución de los precios y oferentes, desarrollando además una optimización base como *benchmark*⁹, todo ello con el fin de cumplir con lo señalado en el artículo 25 del presente reglamento, sin perjuicio de la búsqueda de indicios de eventuales atentados contra la libre competencia contenidos también en el artículo 72-10 de la LGSE.

⁹ Para mayor detalle en las optimizaciones o caso base realizado, ver Anexo 9.

El ejercicio de estos análisis no debe ni puede entenderse como una valoración negativa del mecanismo de subastas o licitaciones, sino al contrario, responde a las exigencias propias planteadas por la Autoridad Sectorial en su reglamento y son propias de la naturaleza dinámica de la competencia en el mercado y pueden tener la virtud de aumentar la competitividad de los mecanismos planteados. Lo anterior es relevante por cuanto no significa una modificación permanente de las condiciones de competencia observadas en el mercado, sino que éstas necesariamente van a ser evaluadas, al menos en el próximo informe de SSCC de conformidad a lo señalado en el artículo 20 del Reglamento de SSCC y en eventuales futuras actualizaciones.

Una de las principales dificultades enfrentadas en esos análisis, dice relación con que la determinación de condiciones de competencia envuelve necesariamente un examen prospectivo y dinámico, en donde se deben analizar, entre otras cosas, la posibilidad de que después de materializada la determinación pueda producirse la entrada de nuevos competidores, en un tiempo y con un tamaño suficiente para generar presión competitiva y la existencia o no de competencia efectiva entre los distintos agentes del mercado. Lo primero debe ser verificable dentro del período de análisis, mientras que para lo segundo se requiere un análisis de desempeño, y en este caso, cobra especial importancia la comparación con el escenario base definido por este Coordinador Eléctrico Nacional.

En este contexto y antes de definir cualquier medida de concentración o poder de mercado, resulta fundamental determinar el mercado relevante del cual se está hablando, ya que es el mercado relevante el que circunscribe el contexto en el cual se desenvuelve una firma determinada y, por ende, los competidores que dicha empresa enfrentará.

El mercado relevante puede ser definido como “(...) *un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado*”¹⁰.

En el caso particular de la industria eléctrica, el mercado relevante del producto se encuentra bien definido, ya sea que se trate de energía, potencia o servicios complementarios (“SSCC”). No obstante, no se puede afirmar lo mismo para el caso del mercado relevante geográfico, ya que este dependerá de las características topológicas del sistema de transmisión y su capacidad, así como también de la tecnología del parque generador y el tipo de demanda.

En los mercados de SSCC se requiere considerar las características económicas particulares de este tipo de servicio, que condicionan el comportamiento estratégico de los agentes, especialmente en lo que respecta al poder de mercado. En primer lugar, se debe considerar el hecho de que el mercado de los SSCC está fuertemente acoplado al mercado de energía, vale decir, es un mercado conexo al de energía.

Adicionalmente, la demanda por Servicios Complementarios está definida en base a requerimientos de confiabilidad calculados por el Coordinador. Por lo tanto, dicha demanda para cada servicio complementario es, en el corto plazo, inelástica. No obstante, la integración a gran escala de energías renovables hace suponer que dicho requerimiento irá en aumento.

¹⁰ Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10. Si bien esta Guía fue dejada sin efecto mediante la Resolución Exenta N°331 de 29 de mayo de 2017, la propia Fiscalía señala que siendo un referente analítico válido para el análisis de competencia.

Relacionado con el hecho de que la demanda y requerimientos son inelásticos y la definición de este último es establecida por el Coordinador, es que los mercados relevantes para cada SSCC quedan demarcados por la definición de productos y requerimientos. Por lo tanto, hay potencialmente, tantos mercados relevantes como SSCC y requerimientos sean definidos.

Respecto a barreras de entrada, dado que las mismas unidades de generación eléctrica tienen la capacidad para entregar alguno de (o todos) los SSCC necesarios, las principales barreras de entrada para un potencial mercado de SSCC serían principalmente las mismas que para el mercado de generación eléctrica. Sin embargo, existen una serie de tecnologías como respuesta de demanda, almacenamiento, volantes de inercia que pueden entregar algunos SSCC como control de frecuencia que pueden enfrentar otro tipo de barreras de entrada en un futuro mercado de SSCC.

Para algunos SSCC, como control de tensión o plan de recuperación de servicio (salvo la partida autónoma), la provisión está asociada mayoritariamente a costos fijos necesarios para habilitar la entrega de dichos SSCC por parte de las unidades de generación, pero no conlleva costos adicionales relevantes por operación, lo anterior bajo el supuesto que la entrega del servicio no modifica la cantidad disponible de potencia activa del generador en operación normal del sistema. Otros SSCC, como control de frecuencia, pueden significar costos fijos muy bajos y costos de operación asociados principalmente a costos de oportunidad debidos a la reducción de la participación en el mercado de energía. En el caso particular de SSCC de control de frecuencia pueden existir importantes economías de escala en su provisión, particularmente en el caso de grandes centrales hidráulicas con embalses, que bajo ciertas condiciones hidrológicas pueden tener un exceso de capacidad disponible importante para la entrega de reservas operacionales.

Para los servicios de Control Primario de Frecuencia (CPF), Control Secundario de Frecuencia (CSF), Control Terciario de Frecuencia (CTF) y Control de Tensión (CT) se analizaron indicadores de concentración de tipo estático, como el HHI (*Hirschman-Herfindhal Index*) o el RSI (*Residual Supply Index*) además de determinar las rentas pivotaes de poder de mercado totales (RPPMT) para servicios de frecuencia. Sólo en caso de que estas rentas pivotaes excedieran el valor de 1, se indica que no existirían condiciones de competencia y por tanto se señala que no es conveniente establecer un mecanismo de subasta o licitación en dicho servicio.

Lo anterior es de especial cuidado debido a la necesidad de realizar un análisis de competencia basado en metodologías que capturen, incluso de manera aproximada, restricciones de operación de los sistemas eléctricos y en el caso particular de reservas, la interacción con el mercado de la energía. Un análisis “clásico” basado solamente en indicadores de concentración HHI o RSI puede llevar a conclusiones equivocadas, sin embargo, la metodología basada en el cálculo de rentas pivotaes permite capturar aun de manera simplificada, elementos relevantes de la operación del sistema eléctrico que impactan la posición de algunos agentes.

Para analizar cada índice, ya sea HHI, RSI o bien RPPMT se consideraron los siguientes umbrales¹¹:

- HHI: representando un mercado desconcentrado de ser menor a 1500, uno moderadamente concentrado de encontrarse entre 1500 y 2500, y de uno altamente concentrado de superar los 2500 de forma estructural¹². Solo se muestra para fines informativos.

¹¹ Para un mayor análisis y descripción sobre cómo se calculan estos indicadores, ver Anexo 3.

¹² Niveles de acuerdo a lo establecido por la Federal Trade Commission (FTC) y Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012.

- RSI: el indicador RSI mide el porcentaje de la demanda que se puede satisfacer sin considerar la capacidad de los *i* generadores más relevantes. De este modo, si es que el RSI es mayor a 100% significa que el resto de los agentes poseen capacidad suficiente para satisfacer el mercado y, por lo tanto, estos *i* agentes deberían tener poca influencia en el mercado.
- RPPMT: Las rentas en una subasta pueden provenir tanto de lo que se considera eficiente para el mercado como aquellas provenientes de la capacidad que posee una firma para manipular los precios. Para el caso de las rentas de poder de mercado, se está comparando con un Operador que adjudica basado en un modelo de costo auditado a precio uniforme, similar al mercado de energía. En esta oportunidad, se considera un caso en donde este indicador tenga un valor mayor a 1 como umbral para determinar que no existen condiciones de competencia en dicho servicio.

El considerar un valor mayor a uno es bastante conservador por cuanto se estarían considerando rentas sobrenormales de hasta un 100%, con respecto al costo de operación sistémico de proveer un SSCC específico, para determinar la inexistencia de condiciones de competencia en el mercado.

En el caso del presente estudio, la actualización se enfocó en los servicios de Control Secundario de Frecuencia (CSF) y Control Terciario de Frecuencia (CTF) en consideración a que estos se han materializado durante este año mediante subastas. Para todos los demás servicios complementarios se mantienen las conclusiones del Informe de SSCC 2020, de septiembre de 2019.

5.2 CONTROL DE FRECUENCIA

5.2.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Para este servicio complementario y considerando un requerimiento de 315 MW simétrico, sólo una empresa tiene la capacidad de suplir, por si sola, toda la demanda requerida asociada al CPF del Sistema Eléctrico Nacional, tal como lo muestra el siguiente gráfico.

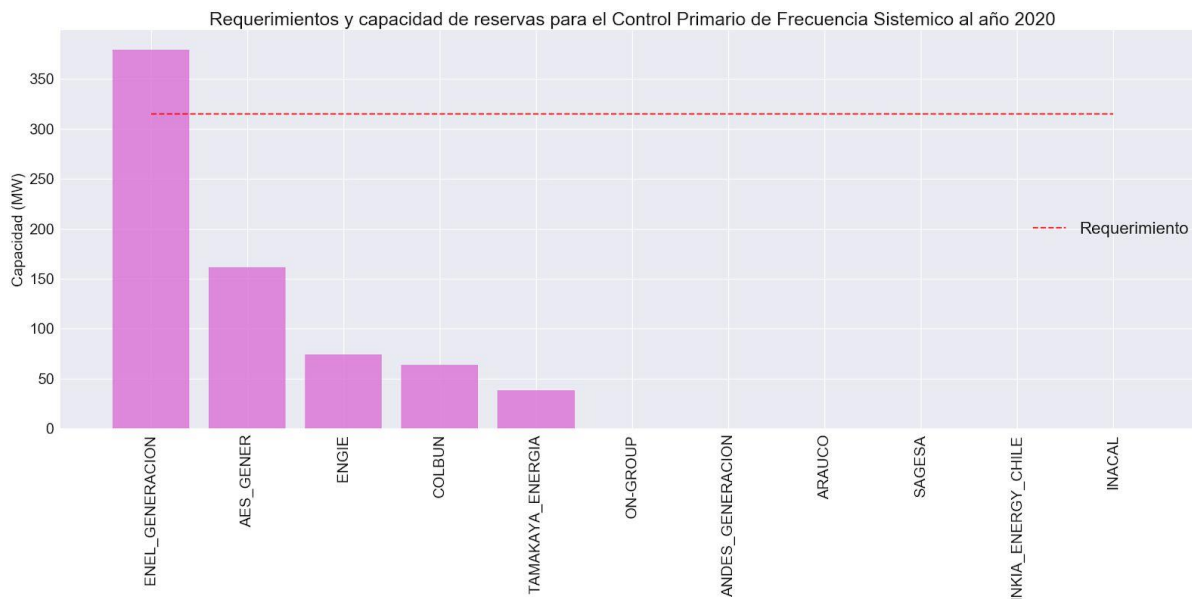


Figura 3. Requerimiento y capacidad de reservas para CPF año 2020.

En términos de concentración de mercado y considerando las prevenciones ya señaladas preliminarmente se puede indicar que este servicio presenta un índice HHI concentrado con valores que oscilan entre los 3300 a 4000 puntos.

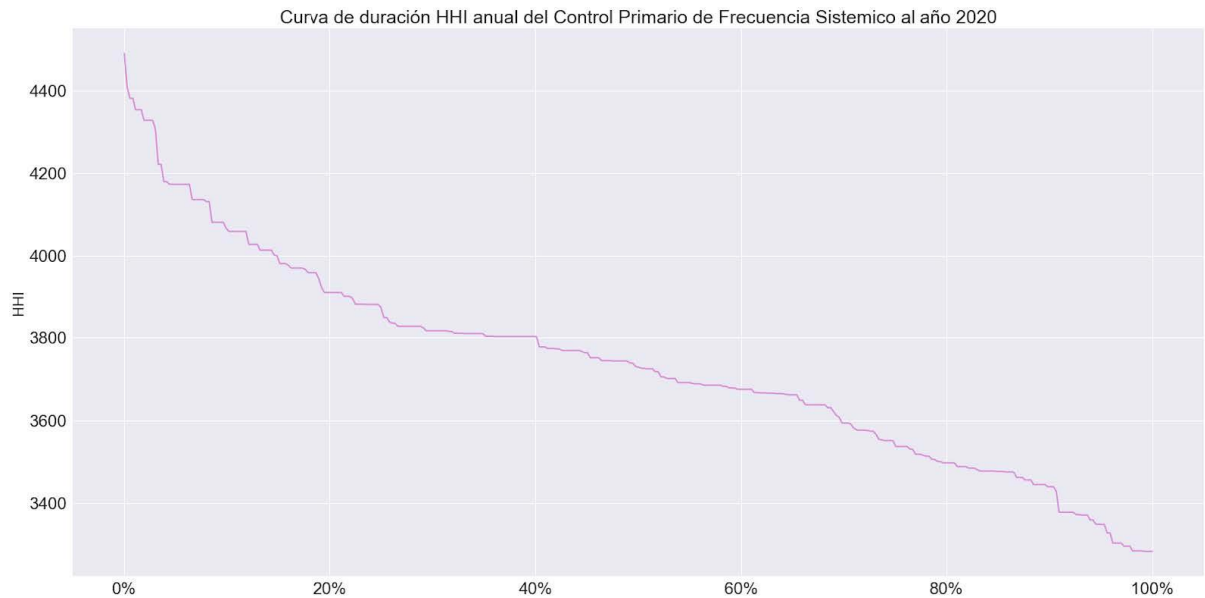


Figura 4. Curva duración HHI anual CPF año 2020.

Ahora bien, en cuanto al indicador RSI se observa, como corolario a las capacidades de las empresas exhibidas en la figura anterior, que en todos los casos no sobrepasa el valor de 0.354 y por tanto no existirían condiciones de competencia en este servicio complementario.

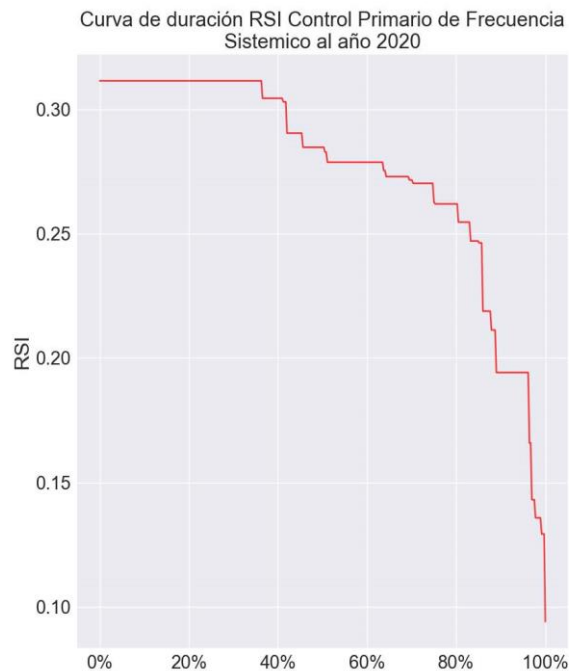


Figura 5. Curva duración RSI anual CPF año 2020.

Lo anterior se ve también ratificado al realizar un análisis más detallado utilizando el indicador de rentas pivotales por poder de mercado, el cual para el año 2020 muestra valores elevados (entre 8 a 11 veces el umbral definido para este indicador), lo que refleja la posibilidad, incluso no existiendo inconvenientes respecto al número de potenciales oferentes, de ejercer poder de mercado. Lo anterior es consecuencia de una estructura de costos asimétrica de los potenciales competidores y donde resultados de este indicador de rentas pivotales descartarían que este servicio sea competitivo en el corto plazo.

Tabla 5-1 Índice RPPMT para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico para el año 2020 según semana representativa

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CPF	9.27	7.32	8.14	11.29

Los resultados anteriormente presentados tampoco se modifican si se incorpora como oferta potencial las unidades con tecnología ERV, recursos que no se encuentran aún verificados para la prestación de este servicio. Considerando un escenario en donde estas unidades ofrecen un 10% de su potencia máxima el índice RPPMT sólo disminuye a un valor de 1.97, superior al umbral definido por el Coordinador (valores menores a 1), con lo cual aún descartaría que este servicio sea competitivo en el corto plazo. Finalmente, y como actualización, tampoco se ha observado un aumento en los participantes para este servicio durante su asignación por instrucción directa.

Por tanto, se descartan las condiciones de competencia para el servicio de Control Primario de Frecuencia.

5.3 Formación de Precios en Servicios Subastados (CSF Y CTF)

En su artículo 56, el Reglamento de Servicios Complementarios establece que *“La valorización y remuneración de los Servicios Complementarios que sean licitados o subastados por el Coordinador, corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta”*, cuestión que se reitera en el artículo 61, indicando que *“La remuneración de Servicios Complementarios materializados mediante procesos de licitaciones o subastas, corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta”*.

De lo anterior se desprende que el sistema de subastas correspondería a uno de “multi unidad” bajo un esquema de *Pay as Bid*¹³, lo que limita la flexibilidad respecto de lo que el Coordinador puede hacer en cuanto al diseño de las subastas. Si bien la implementación de tal esquema posee como motivación el evitar el ejercicio de poder de mercado, a través de retención de capacidad, existe evidencia de que el equilibrio de un esquema *Pay as Bid* termina convergiendo a uno de precio uniforme, donde los agentes internalizan el valor esperado de la oferta adjudicada de mayor valor que provee la última unidad. Por lo mismo, la curva de oferta sería relativamente plana y susceptible a los efectos de retención de capacidad en la misma dimensión que un esquema de precio uniforme¹⁴.

En adición, el mismo Reglamento señala en su artículo 59 que *“[E]n caso que la prestación del servicio de control de frecuencia involucre la inyección de energía al sistema eléctrico por parte de una instalación, la remuneración por activación corresponderá a la energía inyectada para la prestación del referido servicio, valorizada al costo marginal de la barra de inyección”*. Asimismo, se detalla en el artículo 68 que *“[S]i la prestación de Servicios Complementarios se realiza producto de licitaciones y/o subastas y su prestación*

¹³ Para mayor información respecto de los fundamentos teóricos de este esquema de subastas, ver “Auction Theory”, Vijay Krishna.

¹⁴ Esto independiente de una posible optimización conjunta por parte de las empresas entre el mercado de la energía y SSCC que pudiesen derivar en ejercicio de poder de mercado.

implica la operación de la instalación a un costo variable superior al costo marginal del sistema, los oferentes adjudicados no recibirán una remuneración por sus costos variables de operación no cubiertos”.

Esto es, los únicos pagos que se reciben por la prestación de SSCC de subida son el valor ofertado por disponibilidad junto al costo marginal por activación y el único pago que se recibe por la prestación de los servicios de bajada corresponde al valor ofertado, el cual se remunera en caso de que el servicio sea efectivamente utilizado, no pagándose sobre costos en ningún caso de ser adjudicados los servicios mediante subastas. Lo anterior implica que los agentes económicos que decidan participar en los procesos de subastas deben internalizar en su oferta costos de oportunidad; costos directos de prestación, como costos de *wear and tear* y potenciales sobre costos.

Considerando que tanto los costos de oportunidad como los sobre costos dependen del costo marginal real, podría existir un nivel de incertidumbre considerable en la prestación de un SC, el que eventualmente se terminaría internalizando en los precios como una prima por riesgo.

Centrales con costo variable cero, como las solares, solo enfrentan el riesgo asociado al costo de oportunidad, mientras que los generadores térmicos están expuestos a la incertidumbre asociada al costo de oportunidad y sobre costos, razón por la que la prima por riesgo podría ser particularmente elevada para las unidades despachadas más caras¹⁵.

Todo lo anterior no solo podría tener efecto en los valores de las ofertas, sino que también en la cantidad de empresas que finalmente decidan participar en el mercado¹⁶⁻¹⁷.

Lo anterior puede ser ejemplificado con un ejercicio básico de 4 centrales, donde no existe co-optimización y solo se enfrentan costos de oportunidad, sin internalizar primas por riesgo. En la Tabla 5-2 se presentan las características de estas centrales ficticias.

Tabla 5-2 Características centrales oferentes ficticias

Central	Combustible	Costo Variable (CV)	Mínimo Técnico (MT)	Reserva esperada (R)	Costo Marginal Esperado (CMg)
C1	Carbón	20 USD/MWh	50 MW	20 MW	35 USD/MWh
C2	Carbón	20 USD/MWh	50 MW	20 MW	46 USD/MWh
C3	GNL	40 USD/MWh	50 MW	20 MW	35 USD/MWh
C4	Solar	0 USD/MWh	0 MW	10 MW	35 USD/MWh

A partir de la información previa se puede construir el costo de oportunidad de cada una de dichas centrales (CO), el que corresponde a: $CO = CMg - CV$. Esto es, considera el ingreso que se estaría sacrificando por concepto de costo marginal, y el ahorro que existiría por un menor gasto con combustible. En caso de ser

¹⁵ Para mayor detalle respecto de la formación de precios, ver Anexo 8.

¹⁶ Otro factor que podría contribuir a la incertidumbre es la existencia de ofertas por bloque, ya que los agentes económicos deben internalizar las diferencias de precios dentro de cada bloque. No obstante, esto es relativamente menor al lado de la incertidumbre de la estimación del costo marginal real.

¹⁷ Por otra parte, el hecho de que deba incluirse el costo de oportunidad dentro de las ofertas, y que esta sea *Pay as Bid*, crea problemas prácticos asociados con la adjudicación y establecimiento de las listas de mérito. Ello, debido a que por construcción el costo de oportunidad de las reservas corresponde al precio sombra de las restricciones asociadas a estas, razón por la que incluir en el precio el costo de oportunidad podría afectar la asignación óptima de recursos de no ajustar el problema de optimización, lo que es particularmente complejo.

negativo el CO, ello implicaría que se está operando con sobrecostos, ya que el gasto en combustible sería mayor que el ingreso recibido por costo marginal, por lo que en este caso el CO no sería equivalente a la utilidad sacrificada, sino que al gasto adicional incurrido.

Asumiendo un mecanismo eficiente y mercado competitivo, cada agente ofertará un valor equivalente a sus verdaderos costos. Para estimar estos, se debe tomar en cuenta que la remuneración de los servicios de subida corresponde a disponibilidad, mientras que para los servicios de bajada a activación. Para simplificar el análisis, se asume que los servicios de subida no presentan activación, mientras que los de bajada se activan en su totalidad, por lo que los costos de servicios de subida y bajada serán los mismos.

Tabla 5-3 Costos de provisión de reservas centrales ficticias

Central	Costo de Oportunidad $CO = CMg - CV$	Costo Total Reserva (Si $CO > 0$: $CT = CO * R$) (Si $CO < 0$: $CT = -CO * MT$)	Costo Unitario ($C = CT / R$)
C1	15 USD/MWh	300 USD	15.0 USD/MW
C2	26 USD/MWh	520 USD	26.0 USD/MW
C3	-5 USD/MWh	250 USD	12.5 USD/MW
C4	35 USD/MWh	350 USD	35.0 USD/MW

El costo total de las reservas que espera enfrentar cada central corresponde al costo de oportunidad por la reserva esperada adjudicada (R) multiplicado por el costo de oportunidad, si este último es mayor o igual a cero. En caso contrario, será igual al sobrecosto unitario (o el negativo del costo de oportunidad) multiplicado por el mínimo técnico, ya que este último dará cuenta de toda la energía por la cual se tendrá que incurrir en un costo variable superior al costo marginal, al no recibir, por norma, pagos adicionales a las ofertas realizadas. Por lo mismo, para obtener el valor por disponibilidad por MW, se divide el costo total de provisión por la reserva esperada, lo que resulta en un valor equivalente al CO cuando este es mayor a cero, y a la prorrata de los sobrecostos sobre la reserva esperada cuando el CO es negativo. Esto último implica que la estimación de reservas adjudicadas (R) cobra vital importancia en un escenario de sobrecostos, ya que su recuperación dependerá no solo de la precisión de la estimación del costo marginal real, sino que también de la estimación de la reserva adjudicada.

A su vez, es claro que incluso en el caso de centrales idénticas, como C1 y C2 se pueden observar ofertas muy dispares de existir una diferencia en el valor esperado de la variable clave para el cálculo del costo de oportunidad, el costo marginal del sistema. También es esperable que las centrales con costo variable igual a cero, como las solares, de ofertar, lo hagan por valores cercanos al costo marginal (igual al costo marginal esperado).

A partir de la información de costos unitarios puede ser construida la curva de oferta del mercado, la que, para efectos de continuar con el ejemplo, deberá satisfacer un requerimiento igual a 30 MW. De igual manera, se asumirá que R coincide con la capacidad máxima de cada central.

En la Figura 6 se puede observar la curva de oferta y demanda junto al equilibrio de este mercado. El precio de equilibrio, de ser Precio Uniforme, sería igual a 15 USD/MW determinado por la provisión de reservas de C1, con 10 MW, mientras que el resto de las reservas serían satisfechas por C3, con 20 MW, totalizando un costo para el mercado de $30 \text{ MW} * 15 \text{ USD/MW} = 450 \text{ USD}$. Consecuentemente, a pesar de ser un mecanismo *Pay as Bid*, C3 convergerá a cobrar 15 USD/MWh, a pesar de poseer un costo de 12,5 MWh, y ello seguiría siendo reflejo de un mercado competitivo.

No obstante, bajo los parámetros del mercado entregados, al menos la central C1 tiene incentivos a cobrar un precio superior, ya que sabe que ofertando un valor marginalmente inferior al costo de C2 (26) seguirá siendo adjudicada¹⁸, por lo que el precio de equilibrio cambiaría, siendo el alza en el costo de provisión de los servicios atribuible a abuso de poder de mercado.

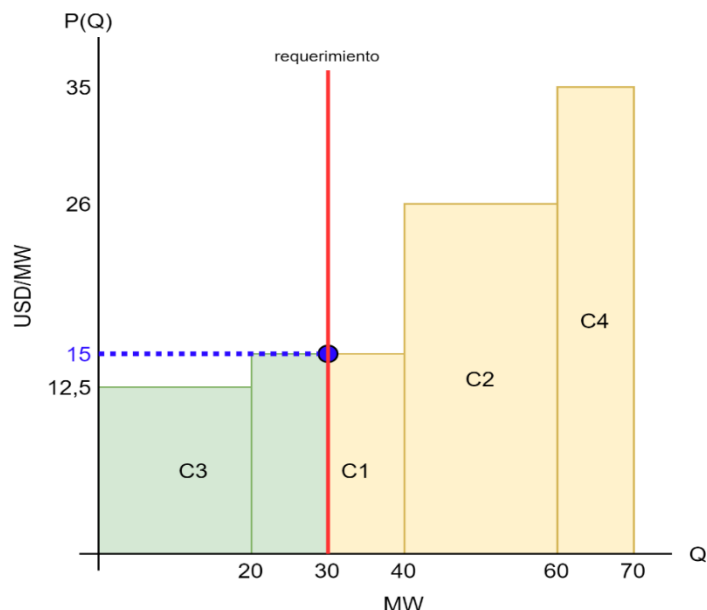


Figura 6: Equilibrio oferta y demanda

Sin perjuicio de lo anterior, cabe destacar que en este caso la estimación de C3 de reservas adjudicadas coincidió con la realidad. No obstante, existía la posibilidad de que hubiese sido adjudicada por 10 MW, en cuyo caso habría recibido un ingreso igual a $I_{C3} = 12.5 \text{ USD/MW} \times 10 \text{ MW} = 125 \text{ USD}$, pero incurrido en el mismo sobrecosto de 250 USD presentado en la tabla previa (asumiendo que su estimación de costo marginal fue correcta), por lo que habría asumido una pérdida de 125 USD. Consecuentemente, si la central C3 fuese completamente aversa al riesgo, podría querer cubrirse del peor escenario, que en este caso correspondería a 10 MW. En dicha situación, el costo unitario no sería de 12.5 USD/MW, sino que de 25 USD/MW, al dividir el costo total por 10 MW, y el equilibrio habría resultado en 25 USD/MW, el cual sería similar al equilibrio anticompetitivo, pero motivado simplemente por la aversión al riesgo de C3.

En ambos casos, a su vez, se aprecia claramente que la central C4 no aporta a la presión competitiva, ya que la central que limita la magnitud de las rentas sobrenormales que pueden ser obtenidas es C2, situación que es replicable para cualquier unidad generadora que posea costos variables iguales a cero.

En efecto, de entrar un nuevo oferente ERV al mercado, se requeriría que ofertara menos de 26 USD/MWh para recién tener un efecto en la limitación de las rentas sobrenormales, más no para presionar a los incumbentes para ofertar un precio competitivo. Para ello, se requeriría que dichas unidades renovables esperaran un costo marginal cercano a 15 USD/MWh, menos de la mitad de lo que espera el resto de los agentes, lo cual es poco probable, ya que, a diferencia de sobreestimaciones de costos marginales, una subestimación implicaría incurrir en pérdidas directas, por lo que finalmente se terminaría convergiendo a estimaciones cercanas o superiores al verdadero valor.

¹⁸ Esto es asumiendo que el resto de los agentes están prediciendo la oferta de C2 igual a 26, basado en, por ejemplo, la historia de ofertas previas.

Ahora bien, de tener en consideración probabilidades de activación, el resultado previo cambia, ya que se suma una nueva variable a estimar por parte de las empresas, la cual influye al alza en el precio para las unidades que operan con sobrecosto y a la baja en el precio por disponibilidad en el caso de servicios de subida

Lo anterior también puede ser observado en la práctica con las adjudicaciones observadas para el bloque 2 de centrales con costo variable cero para los servicios de bajada (centrales solares, eólicas e hidroeléctricas de pasada)¹⁹, donde se observa que sus precios adjudicados en general se encuentran por sobre el costo marginal, mientras que las ofertas de las otras tecnologías por debajo²⁰.

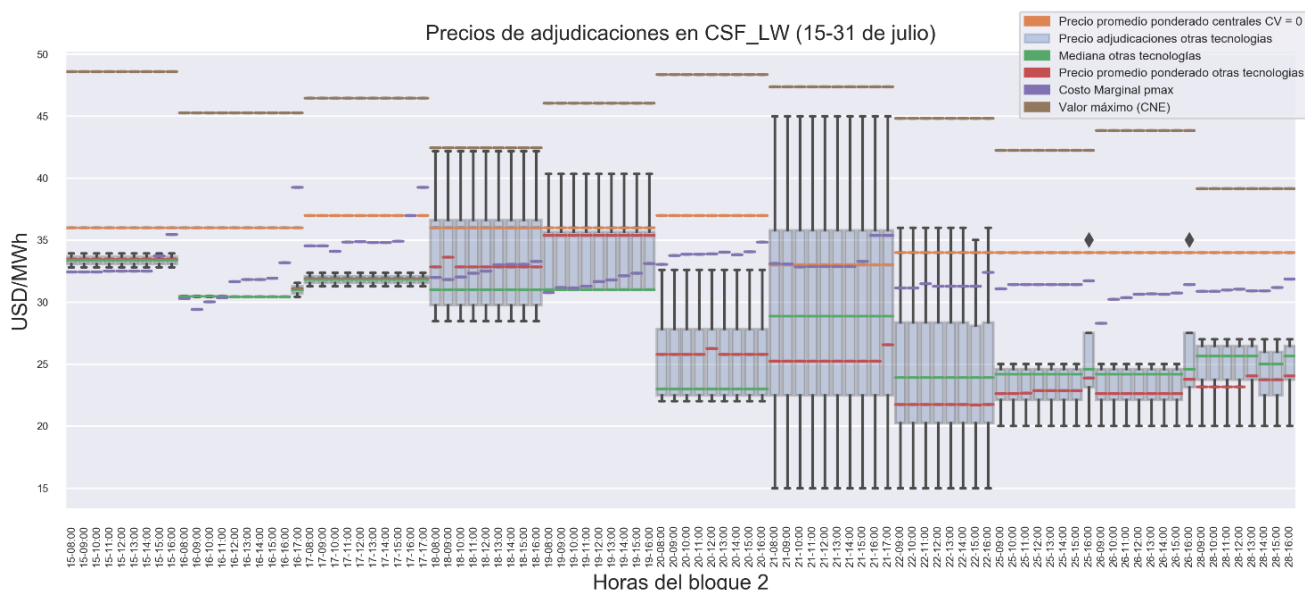


Figura 7: Precios adjudicaciones centrales con CV=0 y otras tecnologías bloque 2, 15-31 de julio, CSF_LW²¹

¹⁹ El bloque 2 comprende el rango horario desde las 08:00 a las 17:59, siendo por tanto el bloque en el cual pueden ofertar las centrales solares.

²⁰ Cabe destacar que las adjudicaciones para servicios de bajada se producen primordialmente debido a que el modelo de optimización del Coordinador no internaliza probabilidades de activación. En la eventualidad de existir igualdad de precios ofertados para la provisión de reservas entre una central térmica y solar, de estar ambas generando a potencia máxima, la adjudicación será aleatoria, ya que el modelo internaliza que poseen el mismo costo. No obstante, esto no tiene asidero en la práctica, ya que, de requerir la activación del servicio, las unidades ERV implicarían un mayor costo para el sistema, ya que una variable con costo variable igual a cero debiese dejar de generar en contraste con una central de tecnología convencional con costo variable mayor a cero. Por lo mismo, en efecto, el Coordinador está evaluando la implementación de una mejora a la programación diaria para internalizar factores de activación, tal como se realiza en el problema de optimización para el cálculo de los precios máximos.

²¹ La categoría Centrales CV=0 solo comprende centrales solares; mientras que “otras tecnologías” incluye unidades GNL e hidráulicas de embalse y reguladas. Solo fueron consideradas adjudicaciones resultantes de ofertas, descartando casos de instrucción directa por subastas parcial o completamente desiertas. Desde el 24 de junio han existido adjudicaciones de centrales con costos variables iguales a cero, no obstante, solo a modo ilustrativo se presentan los últimos 15 días de julio, existiendo resultados similares para el resto del período. De igual manera, solo se muestran las horas en las cuales existieron ofertas adjudicadas de centrales con CV=0 y de otras tecnologías.

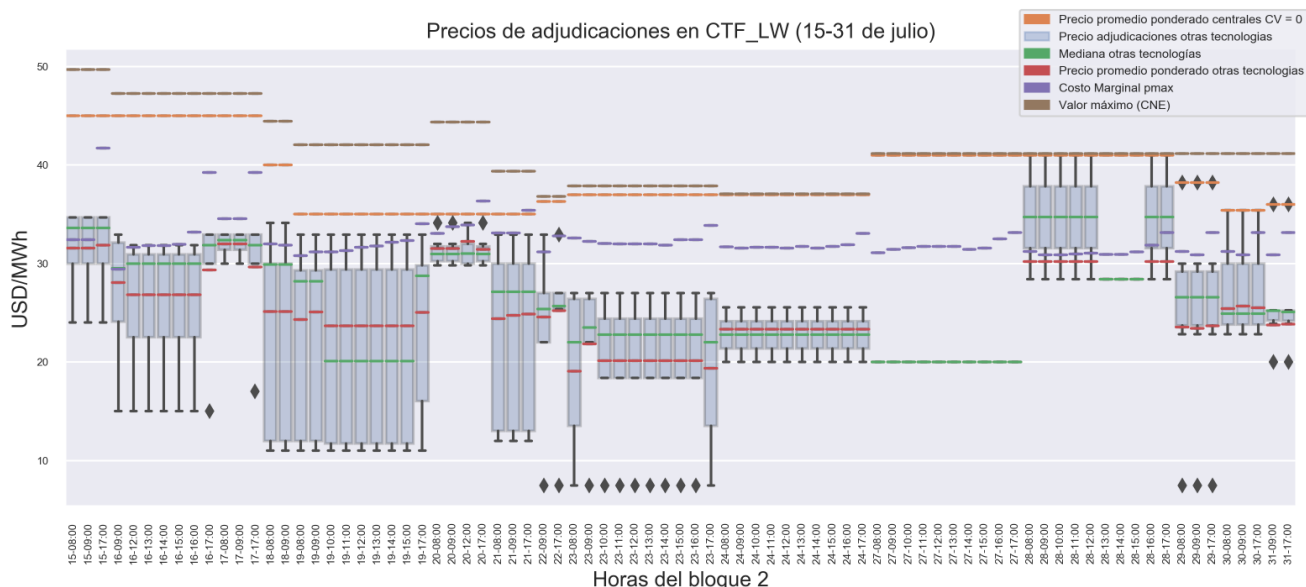


Figura 8: Precios adjudicaciones centrales con CV=0 y otras tecnologías bloque 2 CTF_LW²²

Por lo tanto, **no existen incentivos** para que una central ERV oferte valores menores al costo marginal esperado, por lo que las centrales tradicionales podrían descontar de su análisis de potenciales competidores a dicho tipo de centrales²³. A su vez, las centrales de tecnologías tradicionales tendrían incentivos para fijar un precio relativamente alto, al tratar de estimar no solo la oferta de la unidad adjudicada más alta, sino que también al tratar de capturar como rentas las asimetrías de costos existentes entre diferentes participantes, lo que se refleja en los gráficos previos con valores promedios ligeramente inferiores al costo marginal esperado para las ofertas adjudicadas de tecnologías diferentes a las solares, o ERV en general.

5.4 Unidades Habilitadas para control secundario y terciario de frecuencia.

Al 24 de julio de 2020, según la información disponible en la plataforma de subastas, el servicio de CSF contaba con 49 unidades habilitadas para subida y bajada, mientras que el servicio de CTF lo pueden prestar 197 y 171 unidades para bajada y subida respectivamente. Cabe destacar que lo anterior se refiere a unidades generadoras, mas no a configuraciones habilitadas para la prestación de estos SSCC. Para efectos de análisis de competencia, las primeras son de mayor relevancia, ya que una unidad solo puede operar con una configuración a la vez, por lo que un mayor número de configuraciones, en una primera instancia, no aumentaría la presión competitiva. Solo podría suceder esto último de permitir ofertar menores precios a través de una mayor pluralidad de configuraciones.

Lo anterior se puede observar en la Tabla 5-4, donde además se muestra el número de propietarios de las unidades habilitadas, y la máxima capacidad de reservas que poseen mediante sus instalaciones.

²² Centrales CV=0 comprende centrales solares, eólicas e hidroeléctricas de pasada, mientras que otras tecnologías da cuenta de centrales a carbón, GNL e hidráulicas de embalse y reguladas. Solo fueron consideradas adjudicaciones resultantes de ofertas, descartando casos de instrucción directa por subastas parcial o completamente desiertas. Desde el 16 de abril han existido adjudicaciones de centrales con costos variables iguales a cero, no obstante, solo a modo ilustrativo se presentan los últimos 15 días de julio, existiendo resultados similares para el resto del período. De igual manera, solo se muestran las horas en las cuales existieron ofertas adjudicadas de centrales con CV=0 y de otras tecnologías.

²³ Sin bien las centrales ERV pueden limitar el nivel de sobrerentas que podrían obtener centrales con costo variable mayor a cero, en general, no tienen la capacidad de presionar los precios a la baja al punto de hacerlos converger a un nivel competitivo.

Tabla 5-4

Servicio	Variable	Valor
CSF+	N° Unidades	50.0
	N° Conglomerados	7.0
	Capacidad total	2132.0
	Participación por conglomerado	
	Enel	54%
	Colbun	21%
	Luz del Norte	6.6%
CSF-	Engie	6.4%
	Otros	11.9%
	N° Unidades	50.0
	N° Conglomerados	7.0
	Capacidad total	2284.5
	Participación por conglomerado	
	Enel	57%
CTF+*	Colbun	19.7%
	Luz del Norte	6.2%
	Engie	6%
	Otros	11.14%
	N° Unidades	175.0
	N° Conglomerados	23.0
	Capacidad total	5880.61
CTF-	Participación por conglomerado	
	Enel	44.3%
	Colbun	21.7%
	AES Gener	7.6%
	Engie	7.6%
	Otros	18.8%
	N° Unidades	198.0
CTF+*	N° Conglomerados	29.0
	Capacidad total	7849.5
	Participación por conglomerado	
	Enel	40.8%
	Colbun	16.2%
	AME-EDF	9.1%
	Engie	6.8%
CTF-	Otros	27.1%

(*) La capacidad considera la reserva en giro, por lo que es una cota inferior.

Como se aprecia, el servicio de control secundario de frecuencia es que el que posee una menor diversidad de propietarios, con 7, mientras que el control terciario de bajada posee la mayor diversidad de empresas, alcanzando las 29, seguido por el control terciario de subida con 23.

En todos los casos la capacidad de reservas se concentra en Enel Generación S.A., con más del 50% para los servicios de control secundario, y con alrededor de 40% para los de control terciario. De igual manera, Colbún es la segunda empresa con mayor capacidad rondando el 20% en todos los casos. Todo el resto posee participaciones inferiores a 10%, siendo Engie el cuarto en todos los servicios, Luz del Norte el tercero en control secundario, y Aes Gener y AME-EDF el tercero en el CTF+ y CTF- respectivamente.

A pesar de los niveles de concentración particularmente elevados a los que está afecto el servicio de CSF, las cuatro empresas de mayor participación tienen capacidad suficiente para cubrir los requerimientos, así como también el resto de las empresas en conjunto. Como resultado de ello, el RSI1, RSI2 y RSI3 son mayores a 1 y por tanto estos agentes deberían tener, por sí solos, poca influencia en el mercado. Sin embargo, al tratarse de *subastas multi unidad*, altos niveles de concentración pueden facilitar estrategias de retención de capacidad conjunta²⁴.

En lo que sigue del informe, se presenta la evolución de los precios para cada categoría de servicio de control de frecuencia.

5.5 Control Secundario de Frecuencia

5.5.1 Evolución de ofertas y adjudicaciones CSF

Desde la implementación del sistema de subastas, todos los servicios subastados, en un grado u otro, han sufrido alzas de precios significativas. A continuación, se presenta la evolución de los precios de los servicios de CSF. Como se observa en las figuras siguientes, el CSF por sub y sobre frecuencia muestran un incremento significativo de precios a partir de marzo, contrastando esto con niveles ostensiblemente con los observados en enero y febrero.

Para el servicio de subida, los precios ponderados promedio de enero y febrero alcanzaron valores USD/MWh 7.7 y USD/MWh 7.5 respectivamente, aumentando drásticamente en marzo al más que cuadruplicarse alcanzando USD/MWh 33.2. En el mes de abril dicho promedio descendió levemente hasta USD/MWh 29.6; continuando con la tendencia a la baja en mayo al alcanzar USD/MWh 22.3; aunque esto se debió primordialmente a la activación del factor FPS²⁵ de los precios máximos²⁶, con excepción de la baja de precios de finales de julio, la que no sería explicada por el cambio en dicho factor de ajuste de los precios máximos.

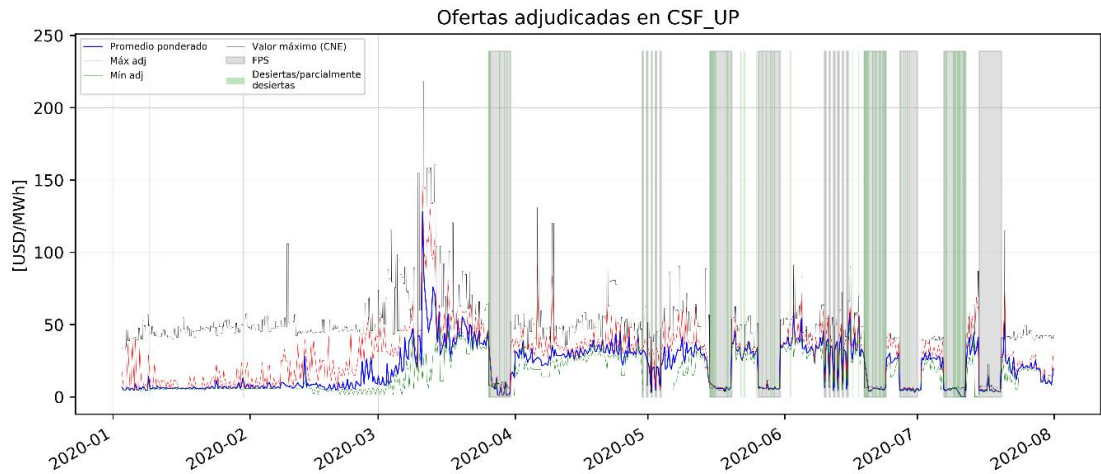


Figura 9: Ofertas adjudicadas en CSF_UP

²⁴ Esto no implica necesariamente coordinación entre las empresas.
²⁵ FPS: Factor de Participación de la Subasta, ver Res. Ex. 823, de 27 de diciembre de 2019, CNE.
²⁶ Cabe destacar que el problema de optimización que se resuelve para obtener las variables duales de reservas con tal de calcular los precios máximos internaliza como “ofertas” de los diferentes agentes económicos sus propios costos variables, lo cual distorsiona los resultados de un “escenario ideal” sin subastas.

Como se desprende de la Figura 9, las bajas de precios acaecidas desde finales de marzo habrían sido gatilladas principalmente por la activación del factor FPS, episodios que comenzaron a ser particularmente frecuentes a partir del mes de mayo. De igual manera, cabe destacar que los *peaks* de los precios no se relacionan directamente con la declaración de procesos desiertos o parcialmente desiertos, por lo que sería simplemente un resultado de la formación de precios por parte de los agentes participantes²⁷.

La activación del FPS se asocia a ofertas adjudicadas cercanas al precio máximo de forma regular²⁸. La proporción del precio máximo que representaron las ofertas adjudicadas se muestra en la Figura 10, del cual se desprende que en períodos sin activación del FPS pasó de cerca de 15% en enero y febrero a alrededor de 50% desde marzo. En julio, sin embargo, dicha proporción se vio reducida, aunque tampoco alcanzó los niveles vistos a comienzos de año.

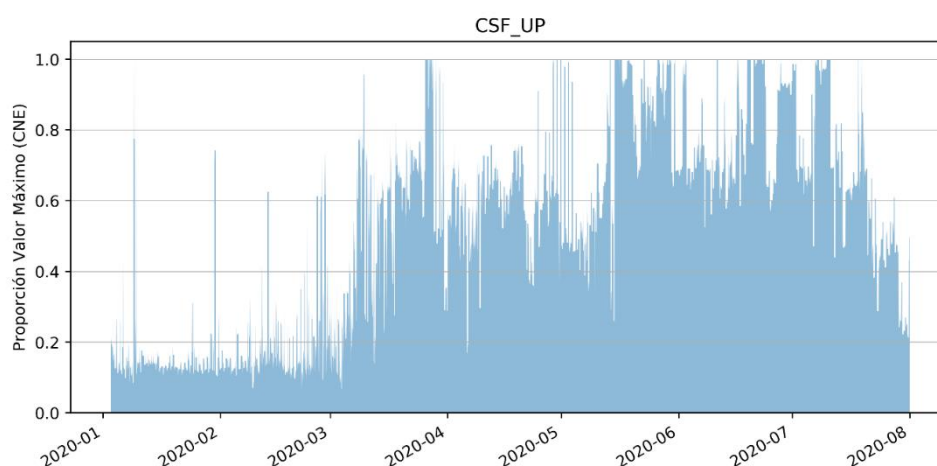


Figura 10: Proporción del precio máximo que representaron las ofertas adjudicadas en CSF_UP

Este patrón podría ser atribuido a un proceso de aprendizaje por parte de los agentes económicos, que estarían empleando el valor máximo como punto focal y/o estaría tratando de predecir el valor más alto adjudicado al tratarse de un mecanismo *Pay as Bid*, y como consecuencia estarían sobreestimando sus ofertas.

En el caso del control secundario por sobrefrecuencia, el precio ponderado alcanzó un promedio de USD/MWh 9.2 en enero; aumentando en febrero un 66% hasta USD/MWh 15.3; para luego más que triplicarse en marzo alcanzando los USD/MWh 57.5. Durante abril y mayo se observaron niveles inferiores, aunque bordeando las 3 veces el precio promedio observado en el tercer mes del año, con valores de USD/MWh 44.9 y USD/MWh 47.2 respectivamente.

²⁷ En el Anexo 10 se presenta la evolución del número de procesos declarados desiertos o parcialmente desiertos por servicio.

²⁸ Según la Res. Ex. 823, de 27 de diciembre de 2019, CNE, el FPS pasa de 0 a -1 en caso de que el promedio de los precios más altos adjudicados para prestar el 10% de la cuantía del recurso requerido sea superior al 70% del valor máximo de las últimas 5 subastas del servicio respectivo en un bloque determinado o de las últimas 5 subastas consecutivas del servicio en cuestión, independiente del bloque del que se trate.

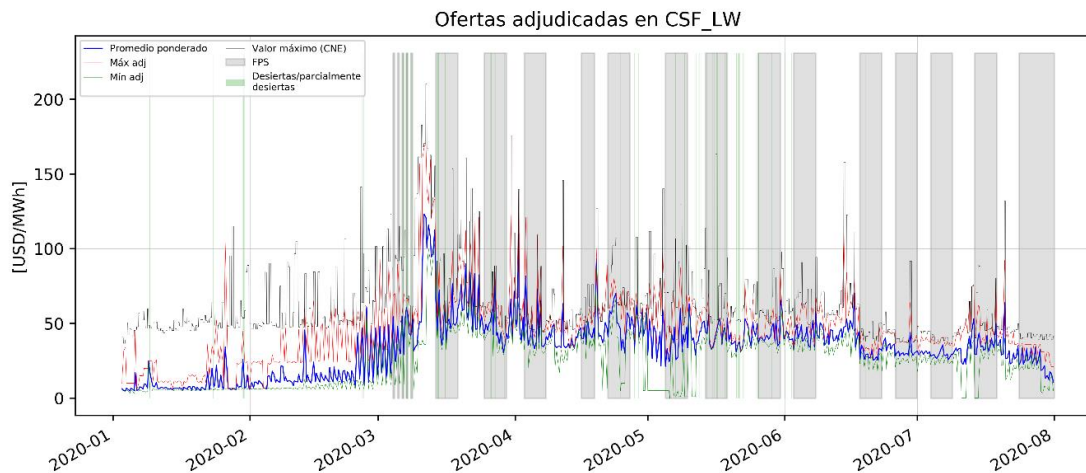


Figura 11: Ofertas adjudicadas en CSF_LW

En contraste con el CSF+, el servicio de bajada presenta períodos de modificación del FPS mucho más frecuentes, aunque las declaraciones desiertas y parcialmente desiertas son menores. En este caso, la baja de precios observada a finales de julio sí coincide con la activación de la modificación de dicho factor.

La proporción que representaron las ofertas adjudicadas respecto del precio máximo alcanzó consistentemente niveles superiores a 70% a partir de marzo, lo que terminó gatillando la activación del ajuste del factor FPS.

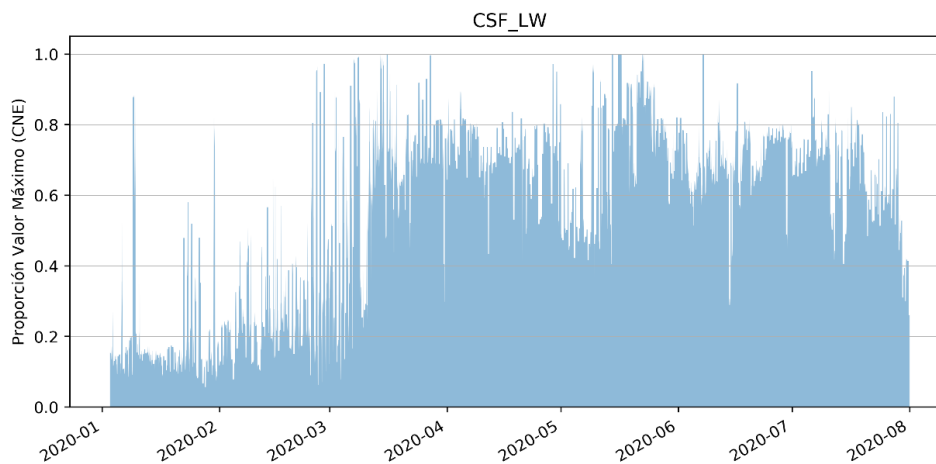


Figura 12: Proporción del precio máximo que representaron las ofertas adjudicadas CSF_LW

Resulta necesario reiterar que la determinación de los precios máximos incorpora las variables duales para cada tipo de reserva, razón por la que, cualquier escenario de disponibilidad de recursos que pueda impactar en el costo marginal tenido en cuenta en la programación estaría internalizado a su vez en el precio máximo.

Por ello se torna relevante la evolución de los precios respecto a la proporción que representan del precio máximo²⁹.

Esto, sin embargo, no es un indicio directo de un resultado poco competitivo, ya que, tal como fuese señalado con antelación, existen riesgos que deben ser internalizados por las empresas al momento de realizar sus ofertas, primordialmente asociados al valor del costo marginal real. Por lo mismo, en escenarios de alta volatilidad del costo marginal, lo que no puede ser internalizado en el programa de operación, podría esperarse que los agentes oferten precios más elevados³⁰.

En las Figura 13, Figura 14 y Figura 15 se presentan los costos marginales de las barras de Crucero 220, Quillota 220 y Puerto Montt 220. Es claro que a comienzos de marzo se registraron niveles superiores para las tres barras, aunque los valores vistos en abril y mayo son cercanos a los de enero y febrero, por lo que el costo marginal no podría explicar que las alzas de precios se hayan prolongado hasta los últimos meses del período. No obstante, lo relevante es la varianza que pueda existir y la eventual capacidad que posean los diferentes agentes que participan del proceso para predecir el valor del costo marginal.

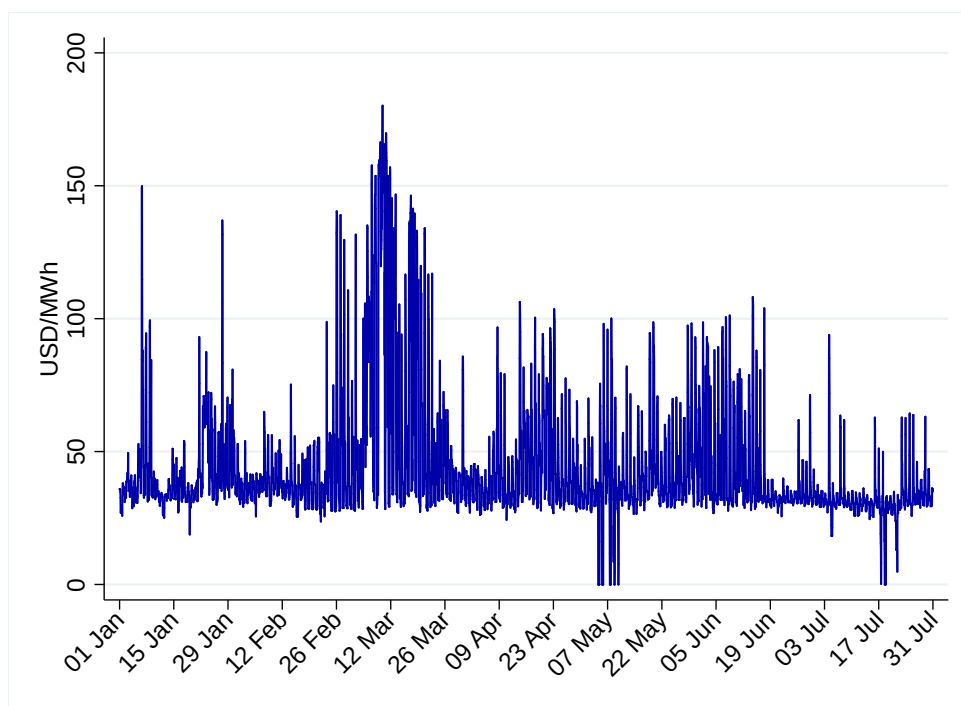


Figura 13: Costo marginal barra Crucero 220 Enero - Julio 2020

²⁹ Menester resulta destacar que el precio máximo no corresponde a un *benchmark* competitivo, razón por la cual el hecho de que existan precios por debajo de este precio techo no es evidencia en lo absoluto de un mercado competitivo.

³⁰ Al tratarse de un mecanismo *Pay as Bid*, los precios máximos también podrían constituirse como un punto focal para todos los oferentes.

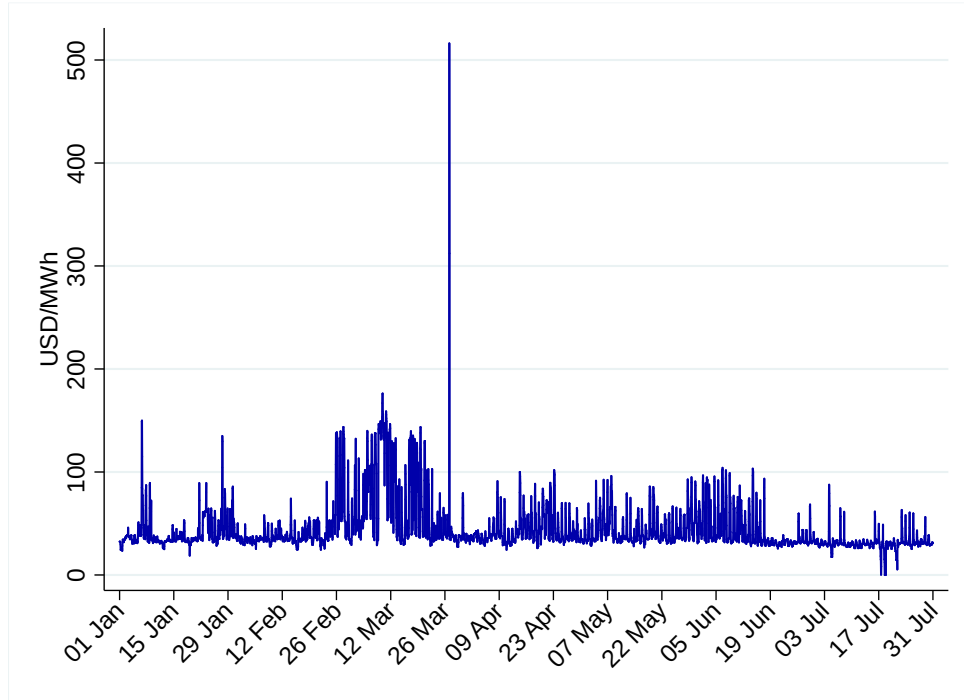


Figura 14: Costo marginal barra Quillota 220 Enero - Julio 2020

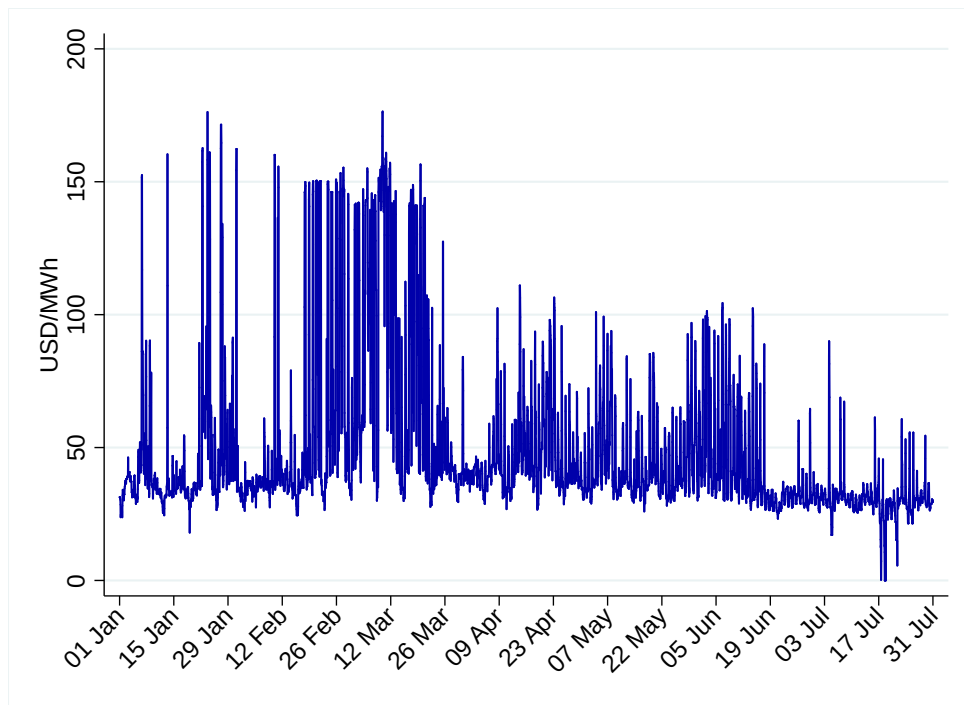


Figura 15: Costo marginal barra Puerto Montt 220 Enero - Julio 2020

Como se aprecia en la Tabla 5-5, tanto la desviación estándar como el nivel de los costos marginales aumentaron significativamente en marzo en las barras Crucero 220 y Quillota 220, mas no en Puerto Montt 220, donde si bien existieron aumentos, no fueron de la misma cuantía que en los dos primeros casos. Durante abril y mayo, tanto en Crucero 220 como en Quillota 220 los costos marginales y desviación estándar de estos retornaron a niveles similares a los vistos en enero y febrero, mientras que en Puerto Montt 220 los costos marginales descendieron a niveles de enero, y la desviación a estándar fue similar a las otras barras.

Por su parte, junio dio paso a un leve aumento del costo marginal en Crucero 220 en comparación con el mes previo, aunque la dispersión fue prácticamente la misma. Quillota 220 y Puerto Montt 220 presentaros niveles similares, en promedio, a los de Crucero, aunque ello significó una disminución relativa a mayo, aumentando, no obstante, la desviación estándar en ambos casos.

En julio la disminución del costo marginal fue homogénea en todas las barras, al igual que su dispersión.

Tabla 5-5 Estadísticas descriptivas costo marginal real Enero-Julio 2020

Barra	Mes	Costo Marginal (USD/MWh)			
		Promedio	Desv. Std	Min	Max
Crucero 220	Enero	41.9	15.1	18.8	149.9
	Febrero	40.1	15.3	23.7	140.3
	Marzo	64.3	40.0	26.9	180.2
	Abril	43.3	16.0	24.3	106.2
	Mayo	40.9	17.3	0.0	100.1
	Junio	41.6	17.2	25.6	108.2
	Julio	31.6	8.1	0	93.9
Quillota 220	Enero	41.0	14.4	18.8	149.9
	Febrero	42.5	20.1	24.5	143.7
	Marzo	67.3	42.4	27.2	516.2
	Abril	42.7	13.8	24.4	101.9
	Mayo	43.8	14.2	26.7	96.2
	Junio	41.7	17.4	25.7	104.1
	Julio	30.7	7.5	0	87.6
Pto. Montt 220	Enero	45.9	26.8	18.0	176.2
	Febrero	55.1	37.9	24.6	160.1
	Marzo	77.0	43.5	27.7	176.4
	Abril	46.9	15.5	26.6	111.0
	Mayo	44.3	14.6	26.0	101.0
	Junio	41.6	18.2	23.2	104.4
	Julio	30.2	7.7	0	90.0

Al tratarse de la desviación de los costos marginales programados respecto de los costos reales, se puede apreciar en las figuras siguientes que las desviaciones pueden llegar a ser relativamente elevadas, incluso siendo cercanas a 100%³¹.

³¹ En la práctica, durante todo el período han existido 9 horas donde las desviaciones fueron superiores a 100%, esto es, el costo marginal real fue más de dos veces mayor al costo marginal programado. Para evitar distorsionar los datos debido a estos casos extremos, se excluyeron de las figuras y cálculos respectivos.

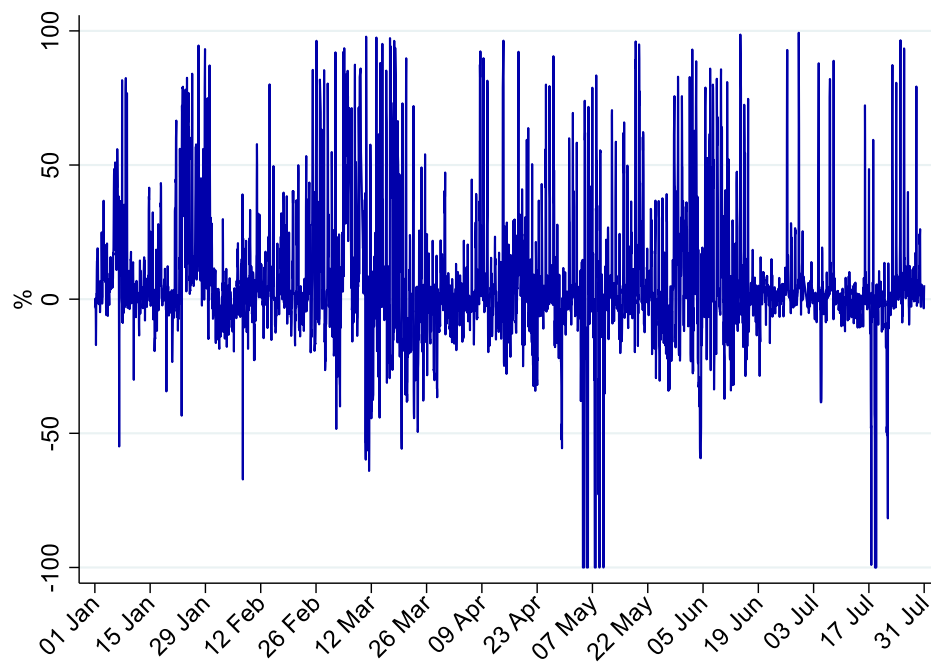


Figura 16: Diferencia porcentual entre costo marginal real y programado barra Crucero 220 Enero - Julio 2020

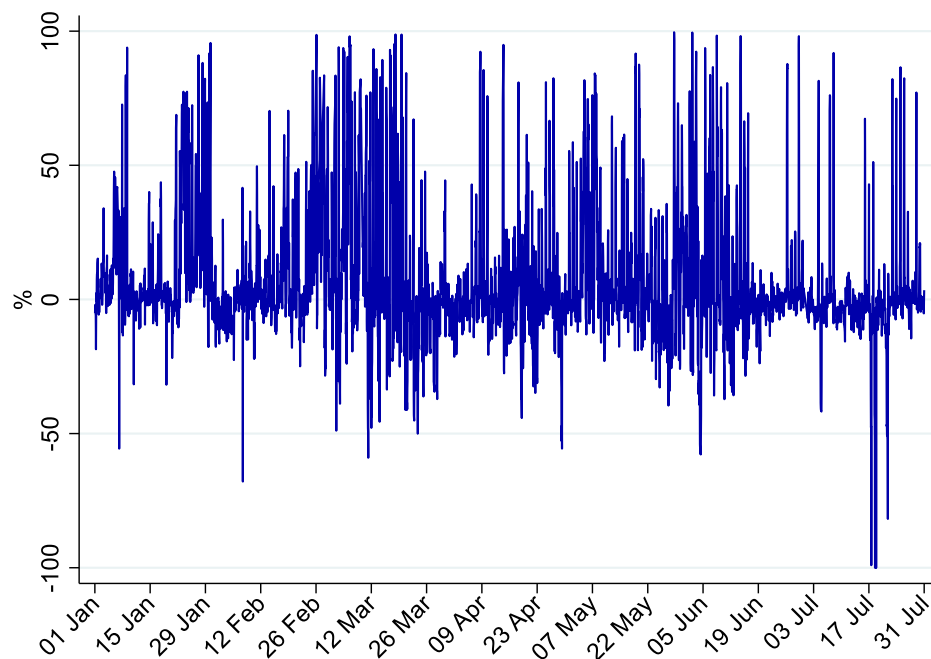


Figura 17: Diferencia porcentual entre costo marginal real y programado barra Quillota 220 Enero - Julio 2020

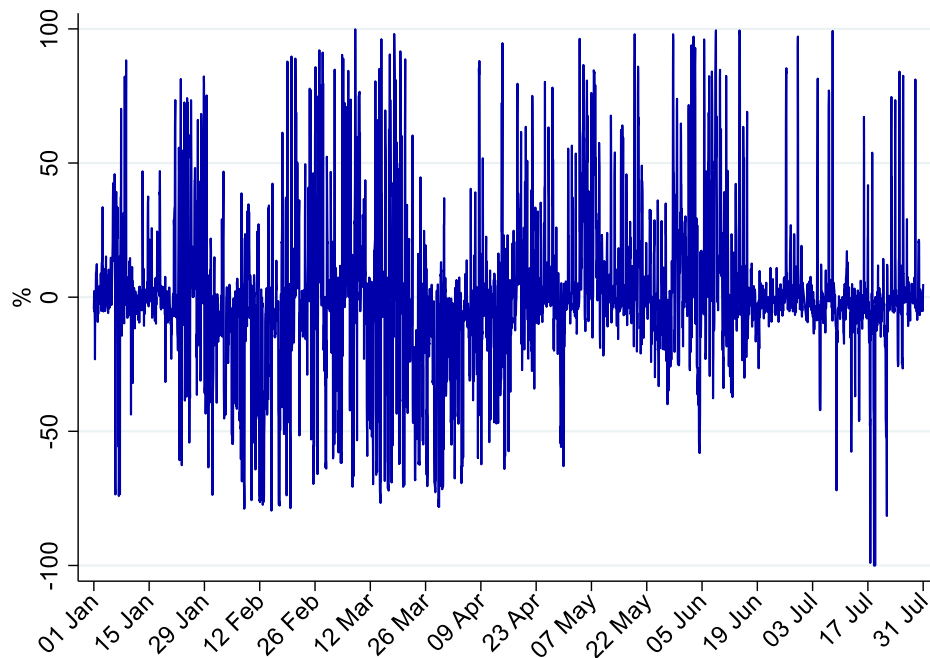


Figura 18: Diferencia porcentual entre costo marginal real y programado barra Puerto Montt 220 Enero - Julio 2020

De igual manera, se observa a continuación que la distribución de las desviaciones de costos marginales para las tres barras durante marzo se tiene una mayor dispersión que el resto de los meses, lo cual podría ser consistente con los mayores precios. Sin embargo, no se aprecia lo mismo para el mes de abril, donde también existieron precios elevados, mientras que en mayo se aprecia una mayor densidad alrededor de cero que en marzo, aumentando aquello en junio. Más aún, julio presenta las menores diferencias con creces de todos los meses bajo análisis, pero aun así los precios siguen siendo superiores a los vistos en enero y febrero, por lo que las desviaciones entre el costo marginal real y el programado no podría explicar del todo el aumento de precios.

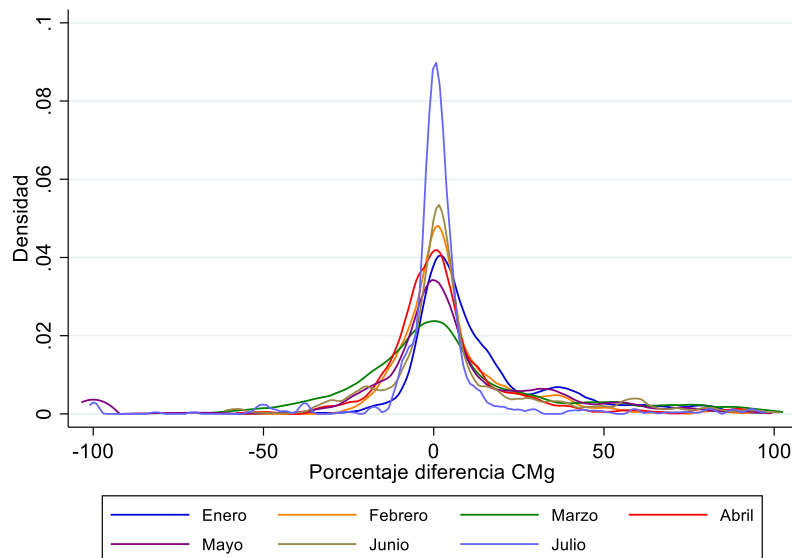


Figura 19: Distribución diferencia porcentual entre costo marginal real y programado barra Crucero 220 Enero - Julio 2020

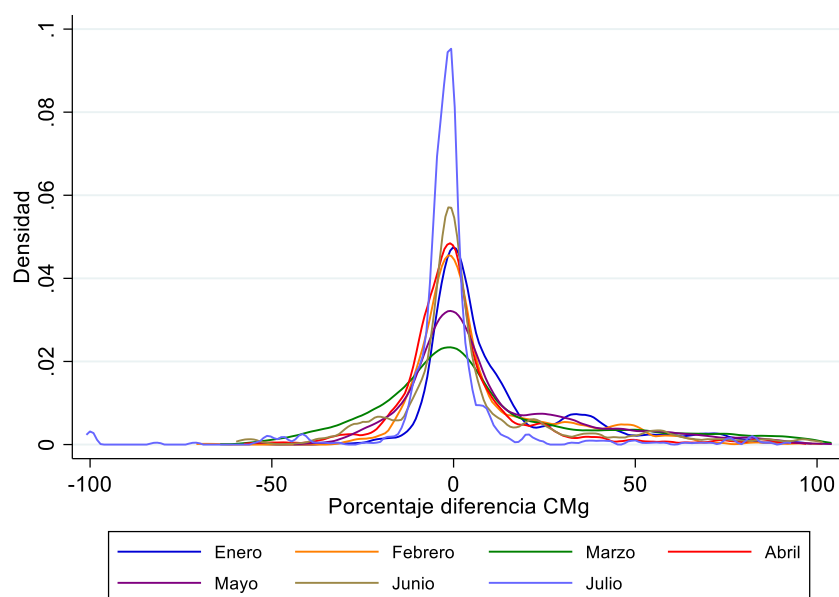


Figura 20: Distribución diferencia porcentual entre costo marginal real y programado barra Quillota 220 Enero - Julio 2020

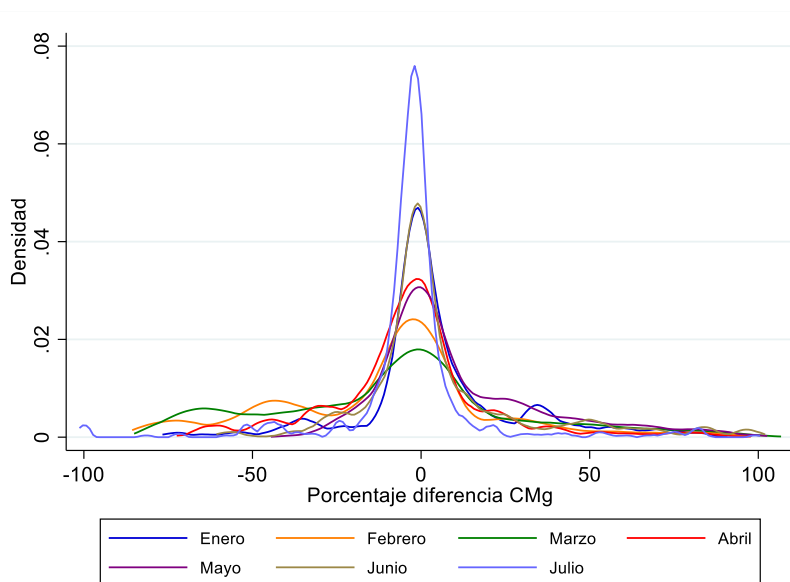


Figura 21: Distribución diferencia porcentual entre costo marginal real y programado barra Puerto Montt 220 Enero-Julio 2020

En resumen, **ni los cambios en el costo marginal ni la dispersión explicarían los precios observados en mayo y meses posteriores.**

Otro factor relevante que podría influir en la formación de precios es el número esperado de competidores en el mercado. Al respecto, del total de 7 conglomerados con capacidad habilitada para prestar servicios de control secundario de frecuencia, desde enero al 31 de julio solo han ofertado 3 en promedio para servicios de subida y bajada, con un máximo de 5 para el primero y 6 para el segundo. La evolución del número de empresas oferentes indica que el alza de precios no ha actuado de manera efectiva como señal para la participación de nuevos actores, incluso disminuyendo el promedio de empresas a 2 a finales de mayo, aumentando a 4 solo en julio.

Como fuese mencionado previamente, un aumento en los costos marginales puede tener como consecuencia un aumento en las ofertas y precios adjudicados si ello se traduce en un incremento de los costos de oportunidad, ya que dentro de la oferta se deben incluir todos los costos asociados a la prestación del servicio, incluyendo sobre costos y costos de oportunidad.

Ahora bien, nada se puede concluir respecto de la relación entre los costos de oportunidad y las ofertas, ya que se trata de un mecanismo *Pay as Bid*, cuyo equilibrio tiende al de precio uniforme³², por lo que potencialmente podría existir *Bid shading*³³ en todas las ofertas³⁴.

Más aún, tampoco es seguro que las ofertas de mayor valor converjan a su verdadero costo, ya que en un esquema de *Pay as Bid* la oferta más cara adjudicada podría terminar siendo efectuada por la unidad más barata³⁵, lo que sería un reflejo de la ineficiencia en la asignación de recursos, en cuanto al verdadero costo involucrado en la prestación de servicios, más que un indicador de ejercicio de poder de mercado. Por lo tanto, el precio no solo podría estar influenciado por la incertidumbre asociada a la oferta más alta, sino que también a la relacionada con la estimación de costos marginales, al deber ofertar sus costos de oportunidad.

³² En Rassenti, S.J., Smith, V.L. & Wilson, B.J. *Journal of Regulatory Economics* (2003) 23: 109. <https://doi.org/10.1023/A:1022250812631>, se concluye que el equilibrio en un esquema *Pay as Bid*, o discriminatorio, es equivalente al equilibrio de precio uniforme con poder de mercado. Por su parte, Fabra, N. y Nils-Henrik von der Fehr and David Harbord, *The RAND Journal of Economics*, Vol. 37, No. 1 (2006), pp. 23-46 demuestran que bajo ciertas características los precios bajo un esquema discriminatorio son menores a los de un esquema de precio uniforme. La mayor evidencia disponible está relacionada con los precios resultantes de subastas de bonos del tesoro, y en general se encuentra que ambos equilibrios convergen.

³³ *Bid shading* hace referencia a cuando los oferentes no revelan su costo en las ofertas, por lo que correspondería a ofertar un monto superior a su verdadero costo.

³⁴ En ausencia de poder de mercado en el segmento de energía y reservas, se podría considerar que la cota inferior del costo de provisión de reservas de un esquema *pay as bid* correspondería en un escenario en el cual cada agente oferta su costo de oportunidad y costo de *wear and tear*.

³⁵ La referencia a unidades baratas o caras se relacionan con el costo para proveer reservas. De esta manera, cuando se menciona la unidad más cara, esta correspondería a las unidades con costo variable igual a cero, mientras que las unidades más baratas corresponderían a las térmicas más cercanas al costo marginal.

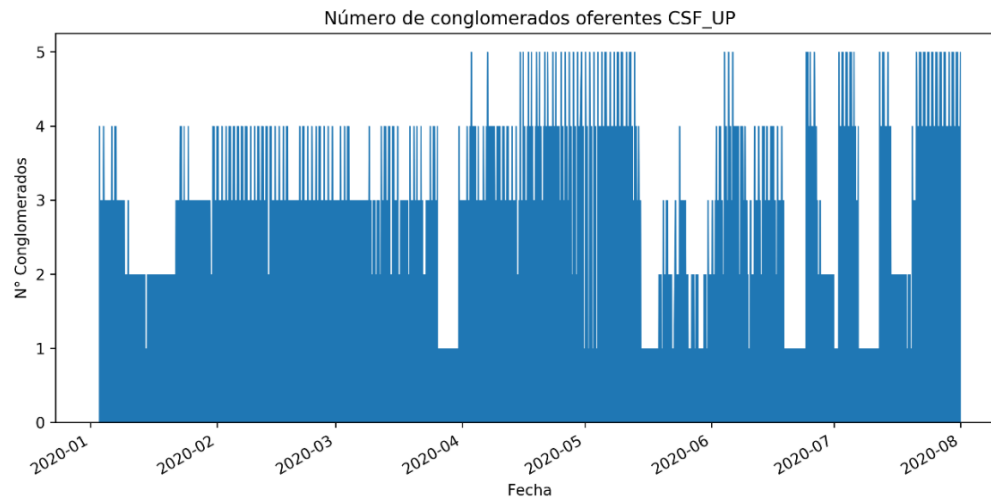


Figura 22: Número de conglomerados oferentes de CSF_UP

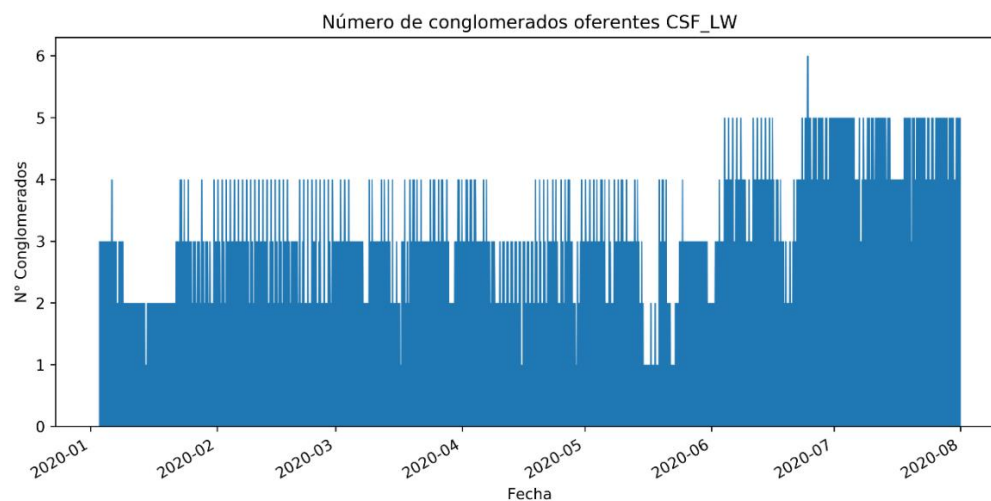


Figura 23: Número de conglomerados oferentes de CSF_LW

Más aún, el número de unidades con las cuales se han presentado ofertas ha disminuido consistentemente a partir de abril, siendo un conglomerado el que ha ofertado con la mayor cantidad de unidades durante todo el período consistentemente.

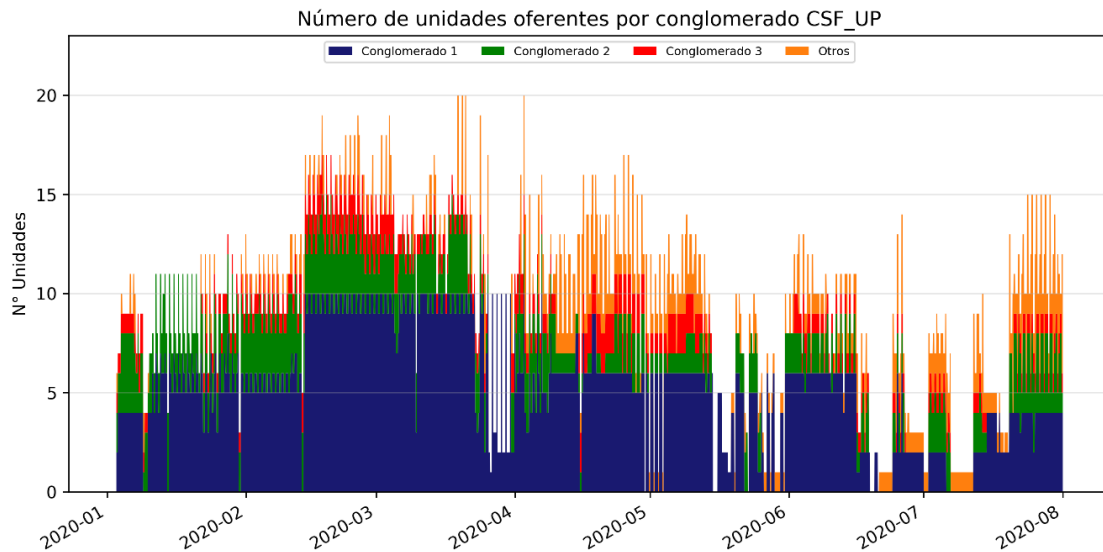


Figura 24: Número de unidades oferentes por conglomerado CSF_UP

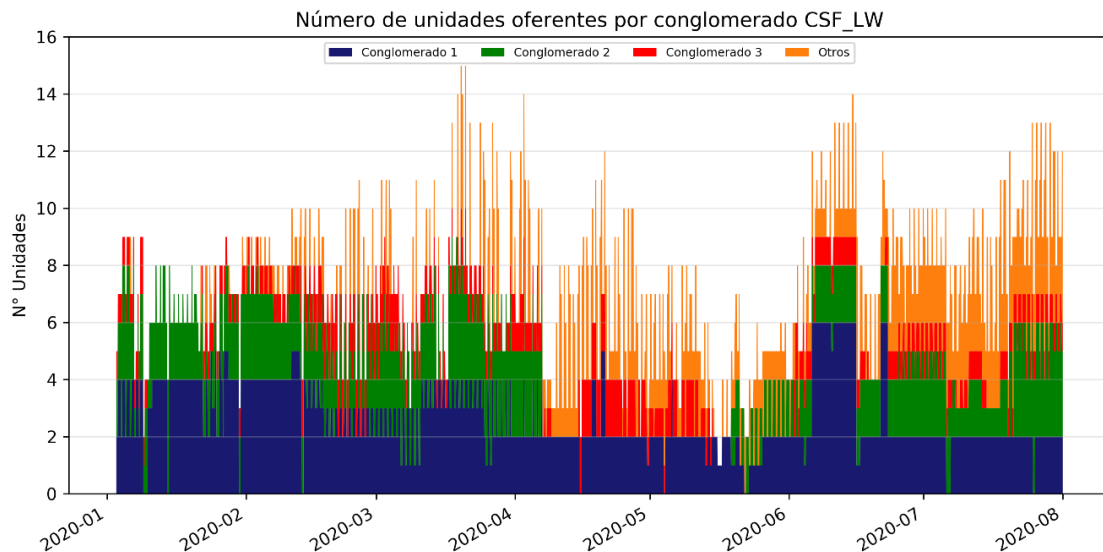


Figura 25: Número de unidades oferentes por conglomerado CSF_LW

La disminución de unidades participantes coincide con los períodos de mayor cantidad de procesos declarados desiertos o parcialmente desiertos (ver Anexo 10). Si bien, al comienzo indicamos que no necesariamente un mayor número de centrales ofertando significa mayor competencia, sí es relevante que centrales cuyo costo variable sea cercano al costo marginal oferten en esta clase de servicios.

En cuanto a la capacidad ofertada, esta sigue la misma tendencia que el número de unidades que ofertaron en el caso del CSF+, aunque en el caso de las tres primeras semanas de marzo el incremento fue mayor. En cualquier caso, la concentración bajo esta medición es mayor que en el caso de las unidades. En el caso del CSF- la tendencia decreciente es ostensiblemente más pronunciada que lo observado para unidades, aunque se recupera a partir de junio, concentrándose primordialmente en un solo conglomerado de igual forma. La

tendencia en este caso se correlaciona con el aumento de precios observado hasta junio, aunque no puede establecerse causalidad.

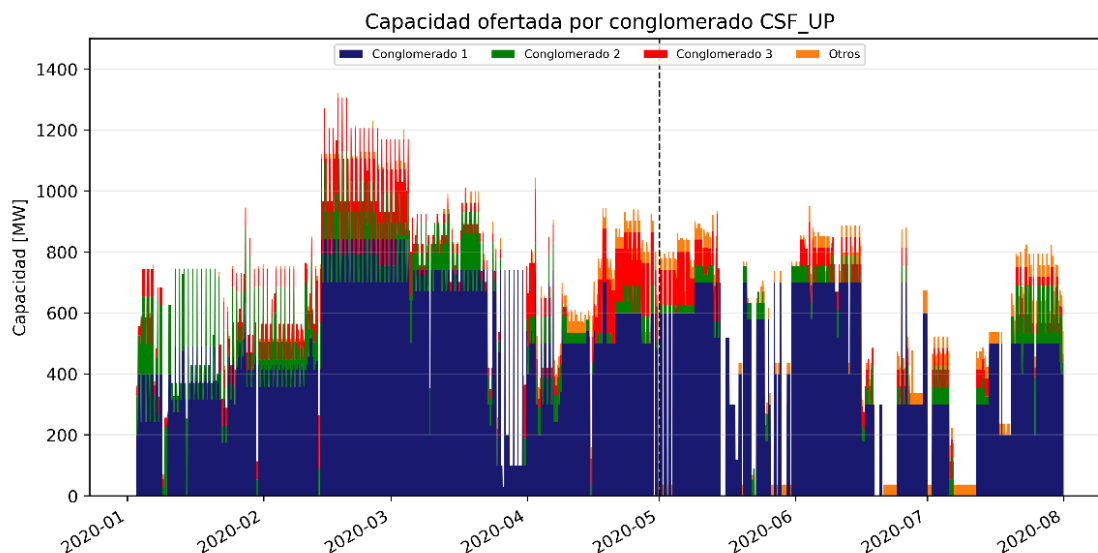


Figura 26: Capacidad ofertada por conglomerado CSF_UP

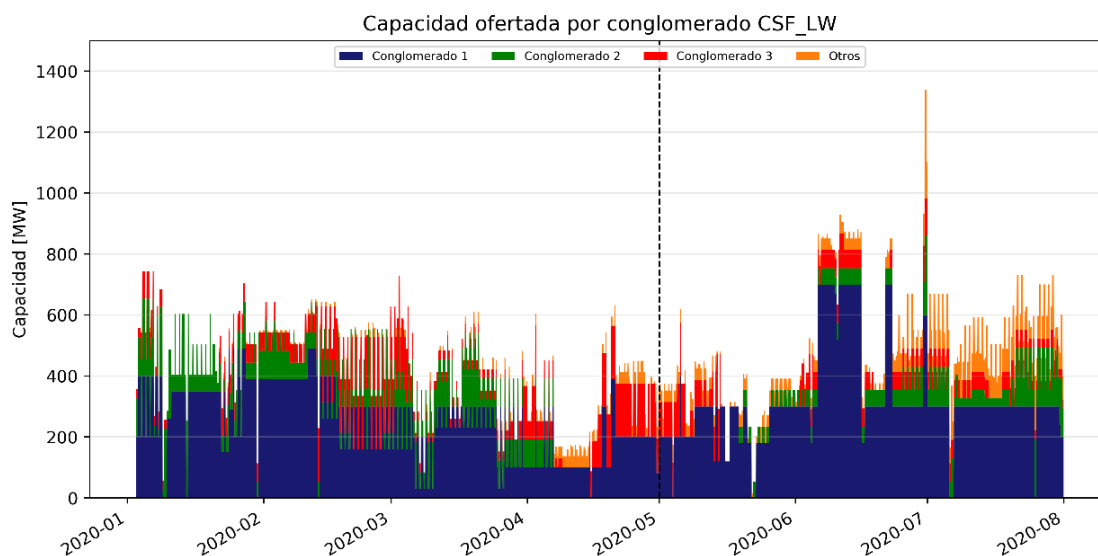


Figura 27: Capacidad ofertada por conglomerado CSF_LW

En suma, la evidencia sobre la evolución de precios muestra que ha existido un cambio de conducta claro en los agentes económicos a partir de marzo, lo que ha derivado en la activación constante de la modificación del factor FPS que ajusta los valores de los precios máximos. Esto por sí mismo **constituye un indicio de cambio en las condiciones de competencia del mercado**, ya que el objetivo de los precios máximos es actuar como límite al potencial ejercicio de poder de mercado, debiendo activarse, en un contexto de un mercado competitivo, en situaciones excepcionales, al igual que la modificación del factor FPS, el cual tiene la función específica de mitigar rentas sobrenormales. Por ello, bajo dicha premisa es que un contexto donde la activación de la modificación del FPS se ha transformado en la norma y no la excepción, daría cuenta *per se*, de un resultado equivalente a uno competitivo.

Menester resulta señalar, no obstante, que ello no implica necesariamente que los agentes estén ejerciendo efectivamente su potencial poder de mercado, ya que también puede ser resultado del mero diseño del mercado, en cuyo caso correspondería realizar cambios que propendan a mitigar la incertidumbre con el fin de llegar a un resultado más eficiente, como cambiar el método de remuneración a precio uniforme y no incluir los costos de oportunidad dentro del objeto subastable.

5.5.2 Optimización Base para CSF

Como se aprecia en los gráficos siguientes³⁶, los costos del Caso Real y Caso “Precio Sombra” son relativamente similares durante enero y febrero, desacoplándose de manera permanente a partir de marzo siendo este último el de menor costo, como era de esperar. En cuanto al Caso “Simulación Subastas”, los costos de este superan considerablemente los observados en la realidad durante enero y febrero, tanto para el servicio de subida como de bajada³⁷.

En marzo, el costo de todos los casos tenidos en consideración aumentó, con excepción del Caso “Precio Sombra” para el servicio de bajada, el cual se mantuvo relativamente constante durante todos los períodos simulados. A partir del 11 de marzo la relación entre los costos del Caso “Simulación Subastas” y el Caso Real se invirtió claramente, siendo superior los costos de este último, manteniéndose así el resto de las semanas simuladas para el servicio por sobrefrecuencia. Si bien esto no se cumple para el servicio de subida, ello se explica por la activación de la modificación del factor FPS del precio máximo (área sombrada)³⁸. En los períodos donde ello no sucede, los costos del Caso Real claramente superan los del Caso “Simulación Subastas”.

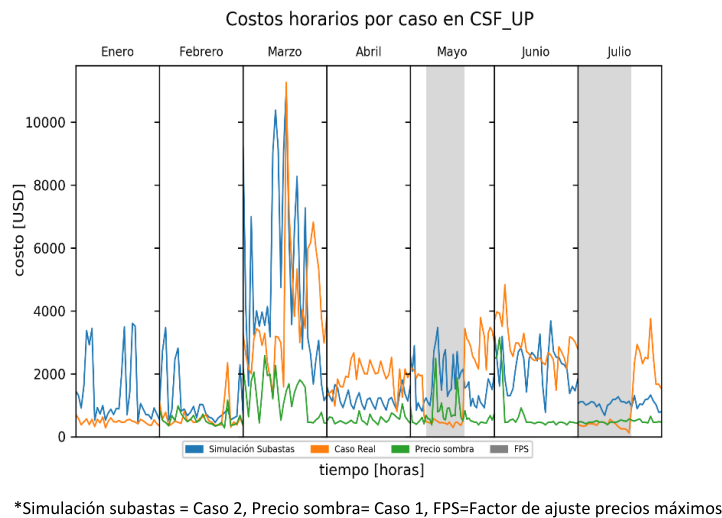


Figura 28: Costos horarios por caso en CSF_UP

³⁶ Simulación subastas = Caso 2, Precio sombra= Caso 1, FPS=Activación del factor de ajuste precios máximos (cuando pasa a ser -1).

³⁷ Los *peaks* observados en los costos del Caso 2 corresponden a diferencia en las adjudicaciones

³⁸ Dada la formulación de los precios máximos, la activación de la modificación del FPS afecta de sobremanera los servicios de subida en contraste con lo que sucede para los servicios de bajada.

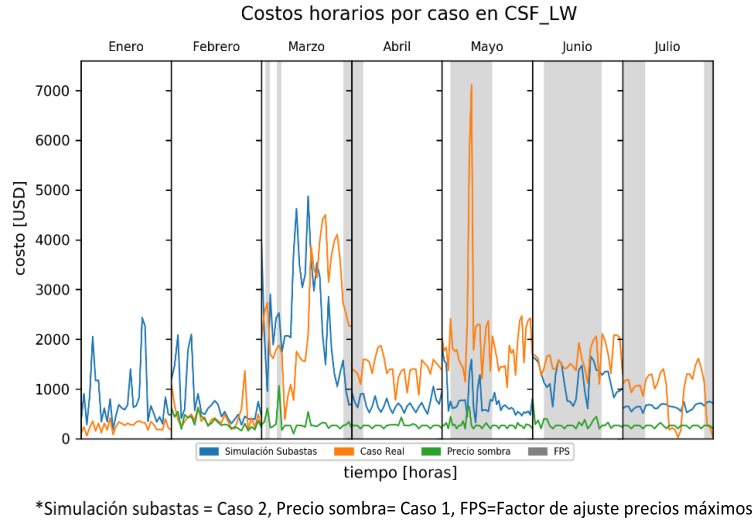


Figura 29: Costos horarios por caso en CSF_LW

En efecto, al considerar los costos agregados para cada mes, se aprecia para los meses de abril y junio, donde las simulaciones no tuvieron en consideración períodos con la activación de la modificación del FPS, los costos del Caso Real fueron significativamente superiores a los del Caso 2, mientras que, en mayo, donde sí se modificó el FPS, los costos del último caso fueron marginalmente superiores a los del primero. En julio, sin embargo, el Caso Real superó al Caso 2 levemente, a pesar de la gran proporción de tiempo que la modificación del FPS estuvo activa.

En el caso del servicio de bajada los resultados son relativamente claros, presentando el Caso Real costos superiores en todos los meses a partir de abril.

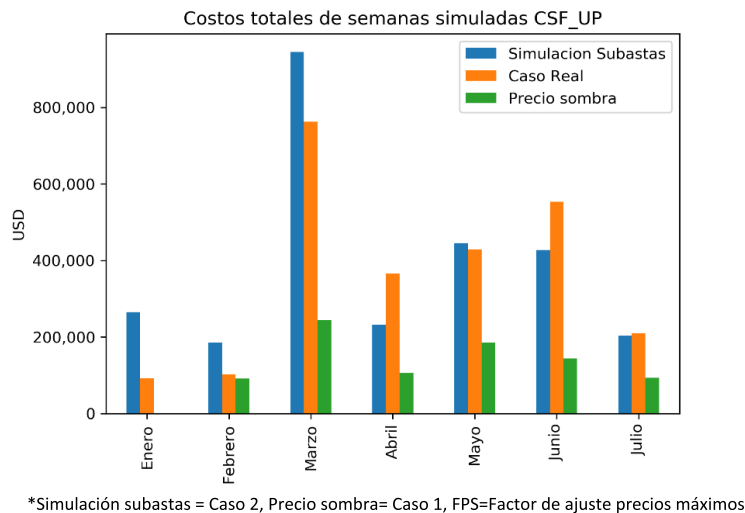
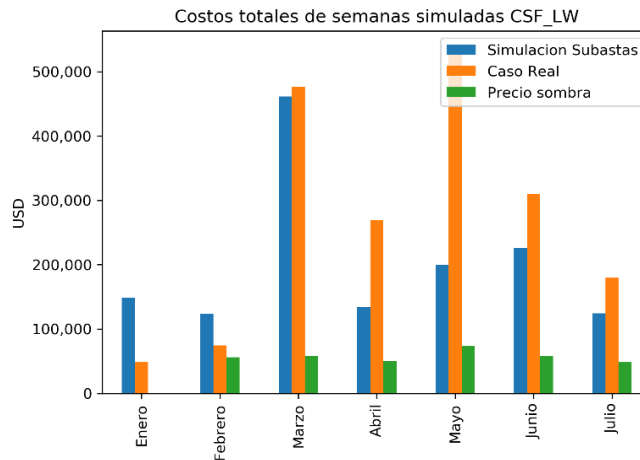


Figura 30: Costos totales de semanas simuladas CSF_UP



*Simulación subastas = Caso 2, Precio sombra= Caso 1, FPS=Factor de ajuste precios máximos

Figura 31: Costos totales de semanas simuladas CSF_LW

En base a los resultados previos, los que incluyen la comparación con un caso base relativamente conservador, se puede argumentar que los resultados observados se estarían alejando de un escenario competitivo, incluso con la modificación del FPS de por medio. Por su parte, es necesario señalar que a partir de mayo las ofertas son por precio y cantidad, por lo que no solo se podría alterar el equilibrio competitivo a través de los precios cobrados, sino que también mediante la oferta de una proporción limitada de la capacidad disponible para la prestación de los servicios (ver Anexo 10).

Lo anterior muestra que el mecanismo de asignación de subastas para CSF, en la práctica, ha significado mayores costos en comparación con un escenario ideal competitivo, incluso al basarse este último en supuestos conservadores al momento de la construcción de las ofertas.

5.6 Control Terciario de Frecuencia

5.6.1 Evolución de Ofertas y Adjudicaciones para CTF

La evolución de las ofertas de los servicios de control terciario de frecuencia fue relativamente dispar en el período bajo análisis, con el control por subfrecuencia presentando precios relativamente bajos en comparación con el control de bajada, con excepción del mes de mayo, mostrando este último una tendencia similar al servicio de bajada de control secundario.

A diferencia del CSF+, el CTF+ presentó precios ponderados promedio relativamente bajos hasta el mes de abril, siendo inferiores a USD/MWh 9 entre enero y marzo, para solo presentar aumentos significativos, del nivel de los vistos en el control secundario a partir de mayo, mes en el cual el promedio ascendió hasta USD/MWh 25.5 aproximadamente, aunque ello no gatilló la activación del ajuste del FPS como en el caso del CSF+. Sin embargo, ello sí comenzó a suceder desde finales de mayo, habiendo sido particularmente frecuente durante julio, lo que a su vez se relaciona con la baja de precios observada a finales de dicho mes.

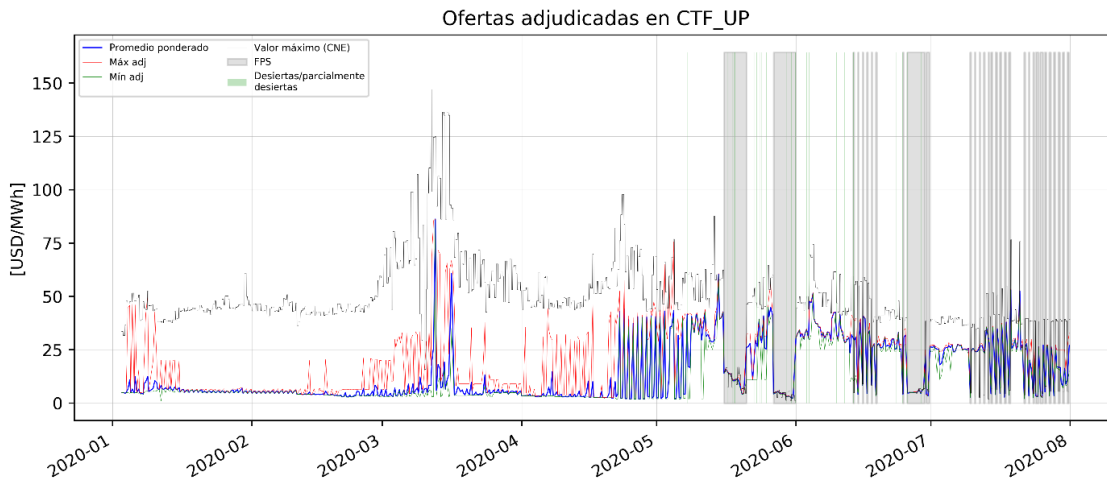


Figura 32: Ofertas adjudicadas en CTF_UP

Ello se refleja además en la proporción de las ofertas promedio adjudicadas respecto del precio máximo establecido por la CNE, la cual pasó de ser mayoritariamente inferior a 15% a superar el 90% en la segunda mitad del mayo y mantenerse sobre 60% el resto del periodo, con una leve baja a finales de julio.

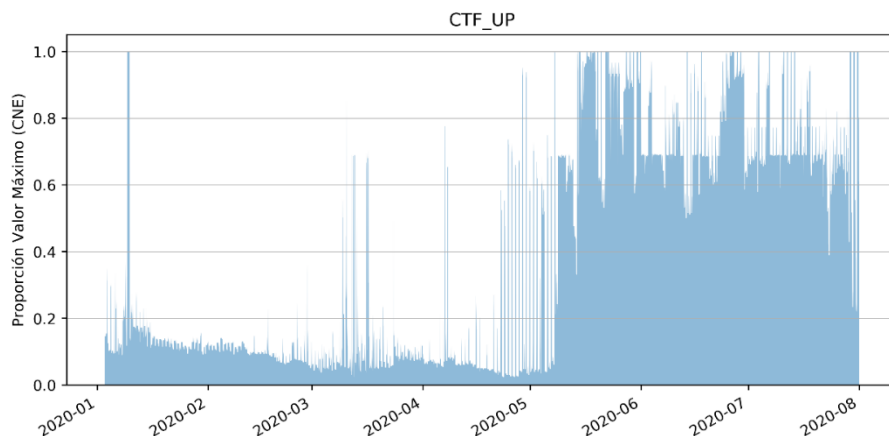


Figura 33: Proporción Valor Máximo en CTF_UP

En cuanto al control de bajada, este siguió una evolución similar a la del control de subida pasando de un valor promedio de USD/MWh 8,9 en enero a USD/MWh 20 en febrero. Asimismo, el mayor aumento se presenció en marzo, donde el valor avanzó más del doble respecto del mes anterior, rondando los USD/MWh 52, para luego disminuir a alrededor de USD/MWh 37 en abril y mayo. Asimismo, también existió una frecuente activación del ajuste del factor FPS, lo que se puede corroborar además con la proporción del valor promedio respecto del precio máximo, la cual comenzó a superar constantemente el 70% a partir de la segunda mitad de marzo.

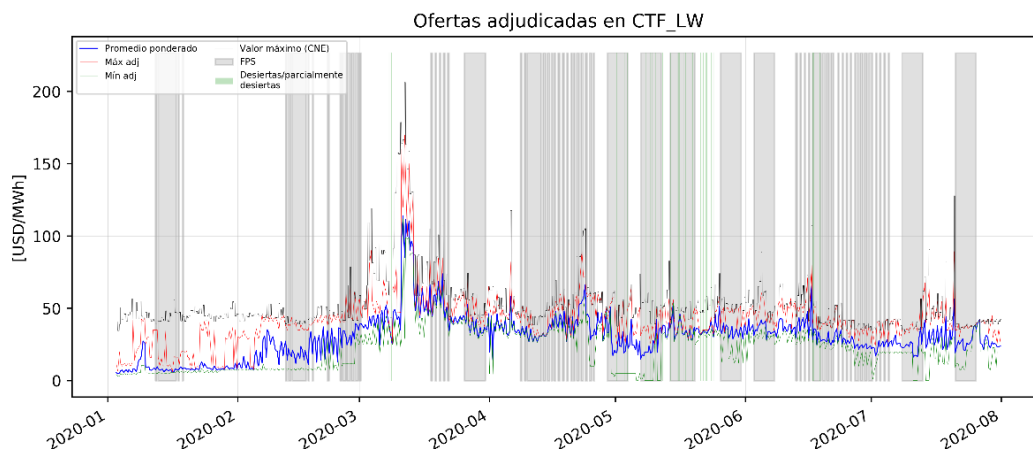


Figura 34: Ofertas adjudicadas en CTF_LW

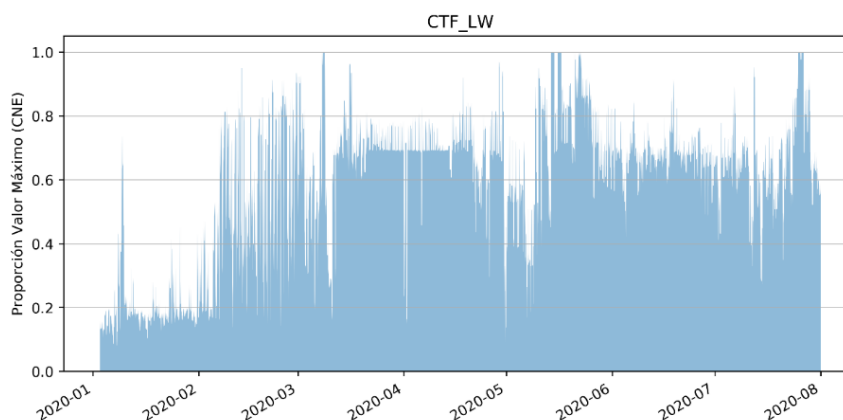


Figura 35: Proporción Valor Máximo en CTF_LW

Teniendo en cuenta los parámetros previos, el CTF- sería el servicio de peor desempeño de los cuatro considerados.

Si se tiene en cuenta la evolución de los costos marginales presentados en la subsección anterior, tal como en el caso del CSF, en este caso no sería posible explicar el aumento sostenido de precios del control de bajada, ni tampoco el aumento radical presenciado a finales de mayo en el control de subida. En cuando al número de conglomerados oferentes, este presenta una tendencia similar al encontrado en los servicios de subida, a pesar de que el universo de posibles participantes es 4 y 5 veces superior al de CSF+ y CSF- respectivamente.

De esta manera, el aumento de precios del CTF+ a finales de mayo coincidiría con la disminución de conglomerados participantes.

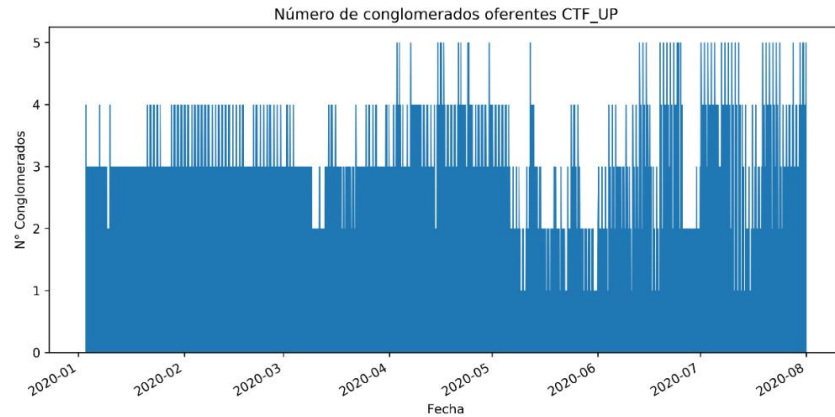


Figura 36: Número de conglomerados oferentes CTF_UP

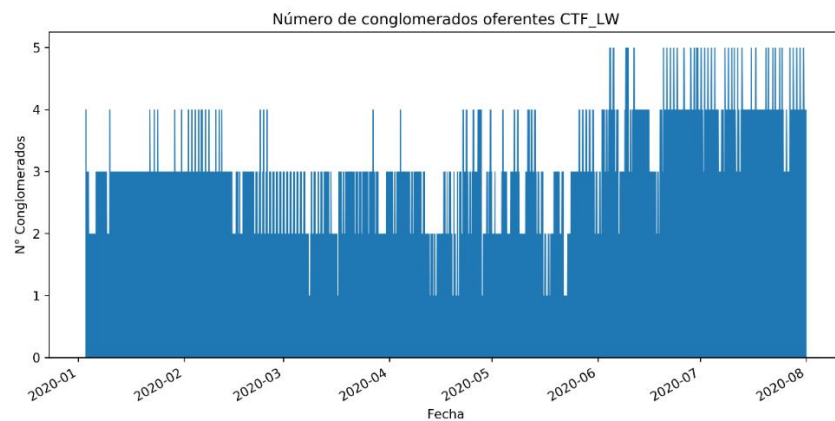


Figura 37: Número de conglomerados oferentes CTF_LW

En cuanto a las unidades con las cuales cada conglomerado ha ofertado, se concentran en una sola empresa, pudiéndose apreciar la misma evolución que en el caso de CSF tanto para subida como bajada hasta finales de mayo, pero el número se mantuvo reducido en junio y julio en el caso de CTF+.

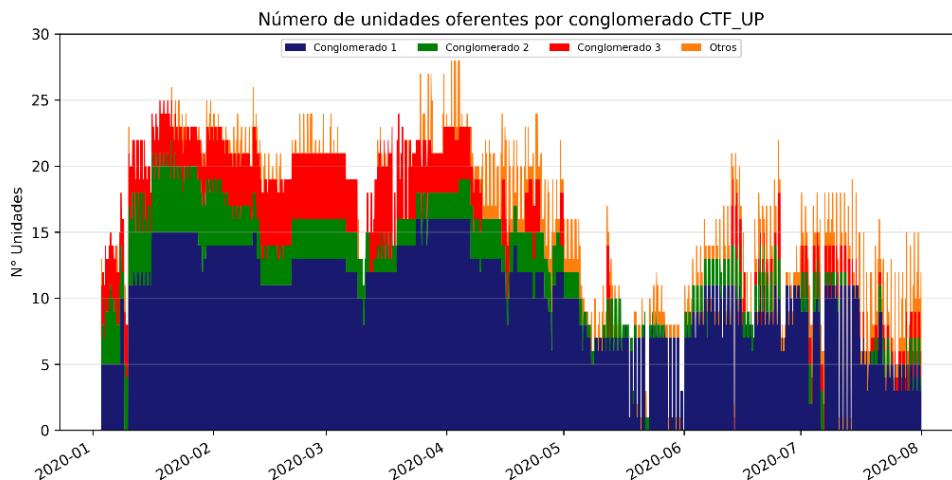


Figura 38: Número de unidades oferentes por conglomerado CTF_UP

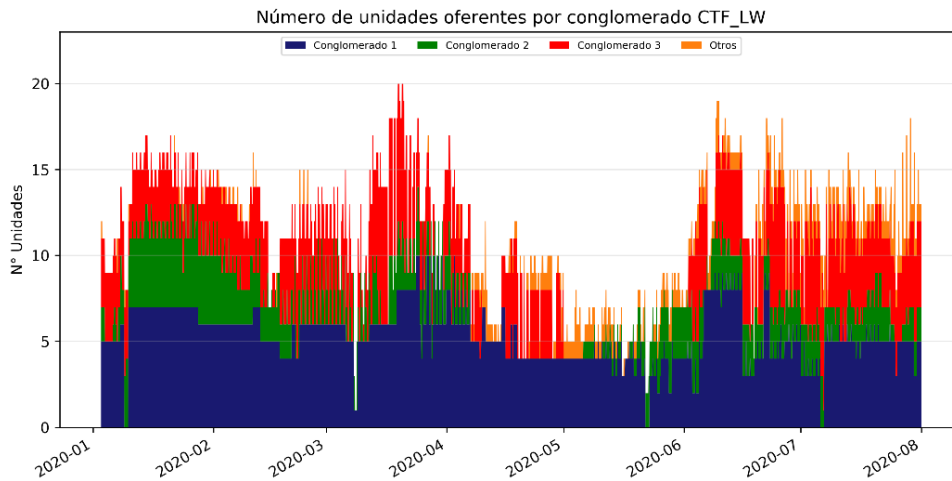


Figura 39: Número de unidades oferentes por conglomerado CTF_LW

En lo respectivo a la capacidad, aunque el nivel de oferta ha sido mayor que el requerimiento, se aprecia una tendencia similar a la observado respecto del número de unidades. A su vez, la baja en mayo para el servicio de subida se relaciona con la disminución de la capacidad ofertada luego de permitida la opción de ofertar precio y cantidad (ver Anexo 10), aunque existe un aumento a partir de junio, impulsado primordialmente por la participación de centrales ERV, las que no han tenido un impacto en los precios de adjudicación al no ejercer presión competitiva suficiente debido a que poseen costo variable igual a 0.

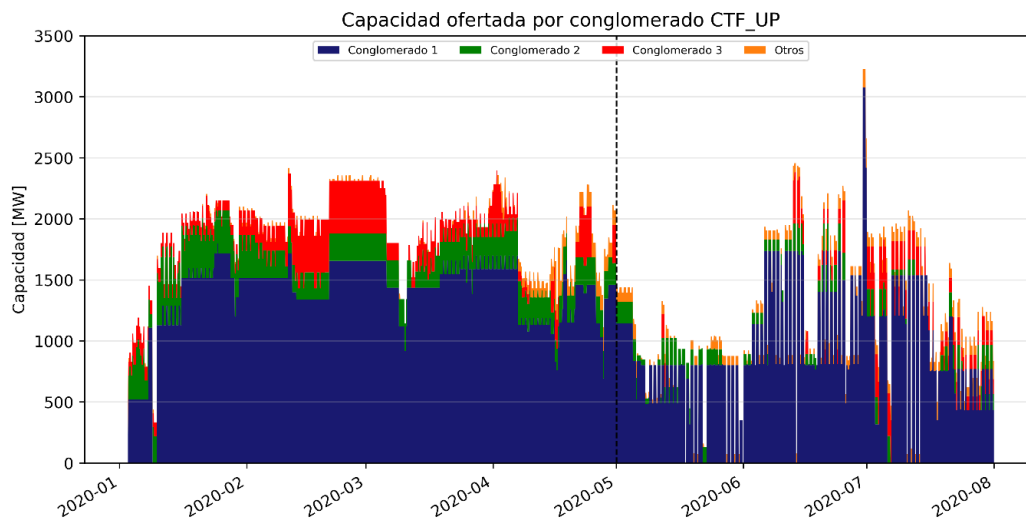


Figura 40: Capacidad ofertada por conglomerado CTF_UP

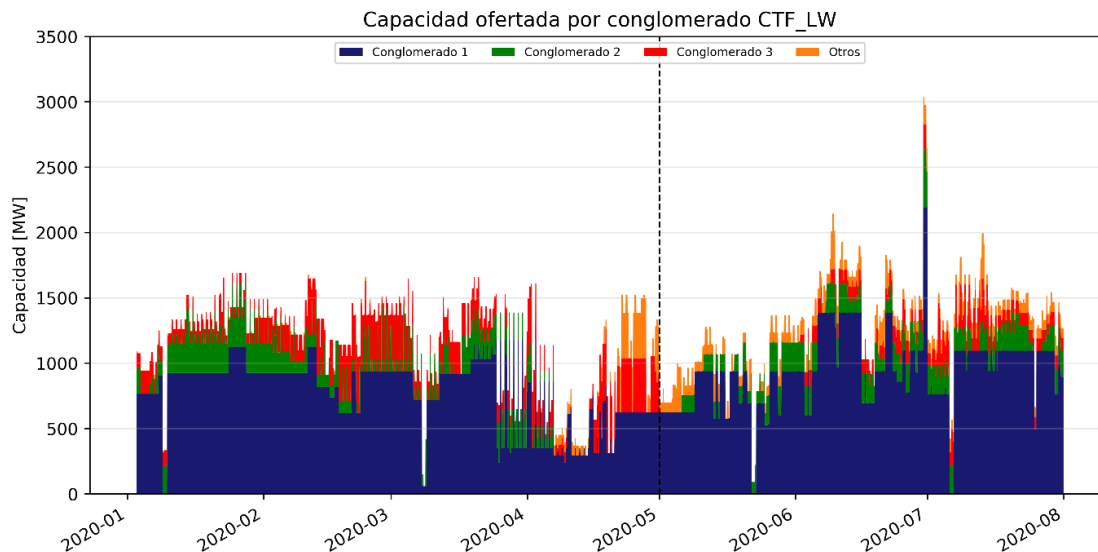


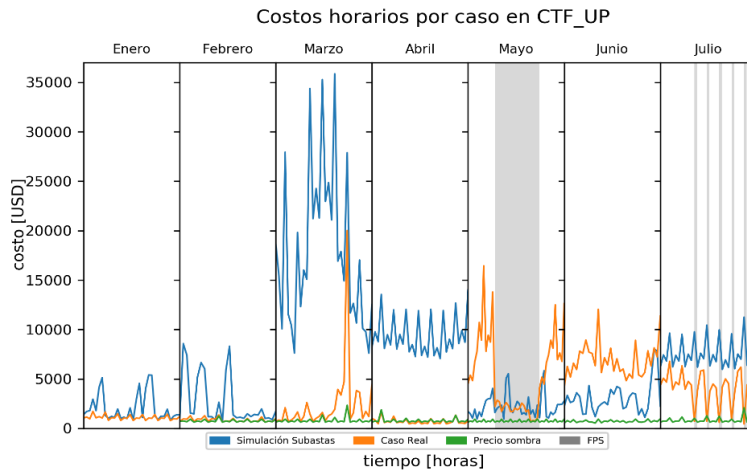
Figura 41: Capacidad ofertada por conglomerado CTF_LW

En suma, la evidencia sobre la evolución de precios muestra que ha existido un cambio de conducta claro en los agentes económicos a partir de marzo para el CTF- y a partir de finales de mayo para el CTF+, lo que ha derivado en la activación constante de la modificación del factor FPS que ajusta los valores de los precios máximos. Esto por sí mismo constituye un indicio de cambio en las condiciones de competencia del mercado, ya que el objetivo de los precios máximos es actuar como límite al potencial ejercicio de poder de mercado, debiendo activarse, en un contexto de un mercado competitivo, en situaciones excepcionales, al igual que la modificación del factor FPS, el cual tiene la función específica de mitigar rentas sobrenormales. Por ello, bajo dicha premisa es que un contexto donde la activación de la modificación del FPS se ha transformado en la norma y no la excepción, daría cuenta *per se*, de un resultado equivalente a uno competitivo.

5.6.2 Optimización Base para CTF

A diferencia del control secundario de subida, el control CTF+ presentó costos estimados reales inferiores a los simulados del Caso 2 tanto desde enero a abril, siendo similares incluso a los del Caso 1, lo que daría cuenta de un mercado relativamente competitivo. Sin embargo, en mayo el resultado es equivalente al encontrado en CSF+, siendo el costo real superior en los períodos donde el factor FPS no fue modificado, esto es, previo al 16 y posterior al 20 de mayo. Durante junio, dicho patrón se mantuvo, volviendo a invertirse en julio, pero manteniéndose sobre los costos del Caso 1, con excepción de los periodos de modificación del FPS.

En cualquier caso, a pesar de los mejores resultados observados en julio respecto del mes previo, es claro que los agentes están convergiendo a ofertar de la misma manera que lo han hecho para el resto de los servicios, estando lejos el diferencial de costos del Caso 2 y Caso real de los vistos desde enero a abril.

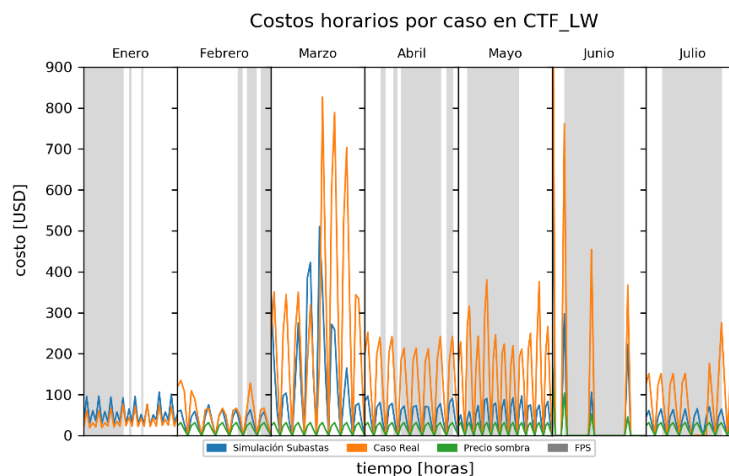


*Simulación subastas = Caso 2, Precio sombra= Caso 1, FPS=Factor de ajuste precios máximos

Figura 42: Costos horarios por caso en CTF_UP

En lo que respecta al control terciario de bajada, se debe tener presente que actualmente la remuneración por CTF- es cercana a cero debido a que los distintos actores no han cumplido con los criterios de verificación de desempeño establecidos por la CNE. Bajo este escenario, resulta evidente que cualquier comparación perdería sentido de considerarse esto como equilibrio. Sin embargo, que este escenario se mantenga en el mediano y largo plazo no constituye un supuesto razonable, ya que de estar teniendo pérdidas, las empresas tienen incentivos para mejorar sus procesos y poder cumplir con los criterios de verificación de la prestación del servicio.

Aclarado lo anterior, en la **Figura 43** se aprecia que, bajo condiciones “normales” de verificación, el CTF- sería el servicio de peor desempeño en comparación con los casos base, presentando costos superiores tanto al Caso 1 como al Caso 2 casi en la totalidad del período simulado, siendo la excepción el mes de enero y un par de días de marzo.



*Simulación subastas = Caso 2, Precio sombra= Caso 1, FPS=Factor de ajuste precios máximos

Figura 43: Costos horarios por caso en CTF_LW

Al considerar los costos agregados para cada mes, se aprecia con mayor claridad lo señalado en párrafos anteriores, donde se observa que para el CTF+ los costos reales fueron relativamente similares a los del Caso 1 y ostensiblemente inferiores a los del Caso 2 hasta abril, para en mayo y junio superar a ambos ser los de mayor cuantía, superando por cerca del doble al Caso 2. Dicho resultado, sin embargo, se revirtió durante julio, volviendo a ser inferior el costo del Caso Real al del Caso 2, pero significativamente mayor al del Caso 1, lo que se vio influenciado también por la activación del factor FPS, razón por la que no podría presentarse como evidencia suficiente de una reversión de la tendencia observada en mayo y junio, la que a su vez es consistente con la estrategia de ofertas del resto de los servicios, y que es el resultado que teóricamente se esperarías obtener en el mediano plazo de igual manera.

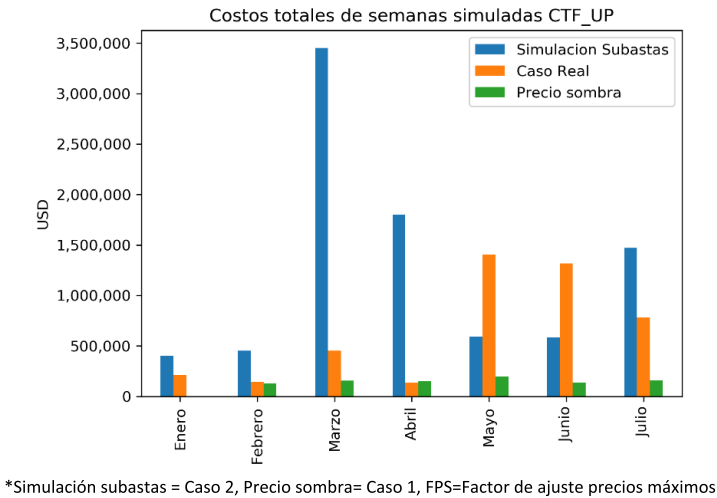


Figura 44: Costos totales de semanas simuladas CTF_UP

Como se observa en la siguiente figura, para el caso del servicio terciario de bajada, durante todos los meses los costos reales habrían sido superiores a los de los casos base, con excepción de enero.

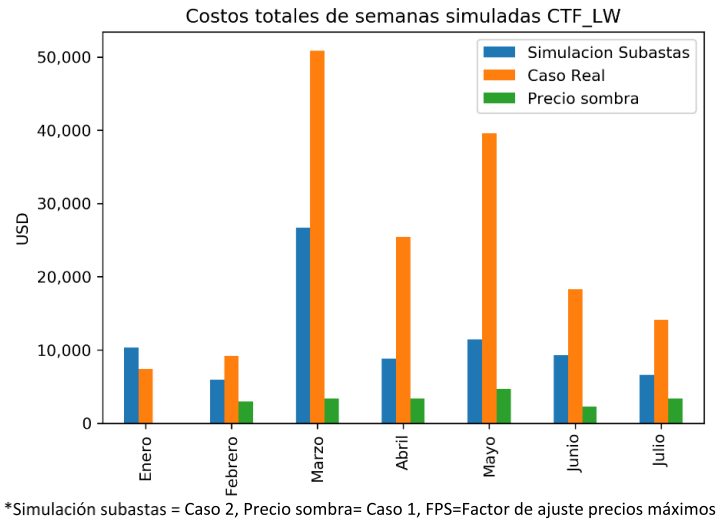


Figura 45: Costos totales de semanas simuladas CTF_LW

A partir de los resultados previos, se puede afirmar que, a pesar de haber presentado uno de los mejores resultados hasta abril, el desempeño visto para el CTF+ se estarían desviando de un escenario competitivo, tal como lo que comenzó a suceder desde febrero con el CTF-.

5.7 CONCLUSIONES CONDICIONES DE MERCADO PARA CSF Y CTF

- A pesar de la potencial existencia de condiciones de competencia estructurales, señalada en el Informe de SSCC elaborado el año 2019, se ha observado un constante aumento en los niveles de precios a partir de marzo para los servicios de CSF y CTF. Lo anterior sucede debido a que los indicadores estructurales que fueron empleados para la evaluación de largo plazo no incluyeron restricciones operacionales específicas que afectan la disponibilidad real de la oferta ni posibles interacciones entre agentes, ni internalización de incentivos unilaterales para la formulación de sus ofertas, así como un optimismo sobre los eventuales participantes en el mercado.
- La estimación de casos bases indica que desde marzo a julio los costos reales de las subastas para CSF- y CTF-, medidos a través de las ofertas sin los resultados del proceso de verificación y aplicando factores medios de activación cuando corresponde, habrían sido superiores a un escenario competitivo conservador hipotético. Por su parte, los costos reales del CSF+ fueron superiores a los del caso base con “ofertas sintéticas” en abril, junio y julio, mientras que para el CTF+ habría presenciado un incremento sustantivo de costos respecto del escenario base durante el mes de mayo y junio, sin una muestra clara de retorno a lo visto en los primeros meses del año durante julio.
- Se observa una modificación en el comportamiento de los participantes en el mercado, en donde a partir de marzo se ha observado un aumento en el valor de las ofertas derivando ello en una desviación del benchmark competitivo establecido para los servicios de CSF+, CSF-, CTF+ y CTF-, lo cual podría deberse a que el precio máximo está actuando como punto focal; el esquema Pay as Bid conduce a un equilibrio ineficiente; ofertas deben internalizar el costo de oportunidad con 2 días de anticipación en un contexto donde el mercado de la energía se basa en costos auditados, llevando al cobro de una prima por riesgo elevada, interacciones estratégicas que explotan la asimetría de costos de las diversas tecnologías, entre otros factores. Cualquiera sea el origen, no obstante, se generan ineficiencias en la asignación de recursos y potenciales sobrerentas que eventualmente serán traspasadas a los clientes libres.
- Si bien se introdujo un cambio en la forma de cómo realizar las ofertas, al adicionar la variable de cantidad a partir de mayo, esto no mejoró la competencia en el mercado, observándose contemporáneamente ofertas con cantidades restringidas, aumento en subastas parcial o totalmente desiertas y llevando finalmente todo lo anterior a un aumento de asignaciones a valores máximos para todos los servicios.
- Por lo anteriormente expuesto se concluye, que aunque inicialmente se haya planteado que existían condiciones de competencia, los análisis desarrollados en el presente informe constatan que hoy **existe un cambio en las condiciones de mercado y, por tanto**, el Coordinador en consideración al artículo 25 del Reglamento de SSCC, deberá modificar el mecanismo de provisión de estos servicios.

5.8 CONTROL DE TENSIÓN

Para determinar la existencia de condiciones de competencia en la provisión del SC de Control de Tensión, se realizó un análisis a través del índice RSI-3 para cada una de las zonas individualizadas en la sección 4.2, debido la naturaleza local de este servicio.

El cálculo del índice sólo considera los recursos de generación tanto de unidades sincrónicas como parques eólicos y fotovoltaicos. Se consideró por lo tanto que equipos de compensación reactiva no participan

activamente del mercado de SC de Control de Tensión ya que son remunerados a través de otros mecanismos o están presentes para cumplir con la NTSyCS, aunque sí fueron considerados en la provisión del requerimiento.

Los requerimientos considerados son los indicados en la sección 4.2, tanto para la operación normal, como para reservas para contingencia.

Los recursos contemplados para la provisión del servicio en condiciones de operación normal corresponden a los presentes en el sistema y que incluyen unidades generadoras sincrónicas, equipos de compensación de potencia reactiva y parques eólicos y fotovoltaicos. Por otro lado, se consideró que la provisión de las reservas de potencia reactiva para contingencias solo podría ser realizada con unidades generadoras sincrónicas, con compensadores sincrónicos y reguladores estáticos o dinámicos de tensión excluyendo de este mercado a las centrales fotovoltaicas y los parques eólicos³⁹ además de capacitores y reactores.

De acuerdo con lo indicado en el Estudio de SSSC, de las ACT analizadas, en la sub-ACT Norte Grande-Sur (Domeyko) la oferta de recursos existentes en esta área es ajustada, se concluye directamente que no existen condiciones de competencia por lo que el mecanismo de materialización para la provisión del SC de Control de Tensión en la citada sub-ACT, en caso de ser requerido para las instalaciones presentes en dicha sub-ACT, será mediante una instrucción directa

Para el resto de las sub-ACT, se presentan las curvas de duración para el índice RSI-3 asociado al mercado de absorción e inyección de reactivos para Control de Tensión en condición normal de operación y bajo condiciones de contingencia. El periodo analizado corresponde a un período de cuatro semanas representativas de un año en las cuales se ha considerado el mantenimiento programado de unidades de generación asociadas a dicho período.

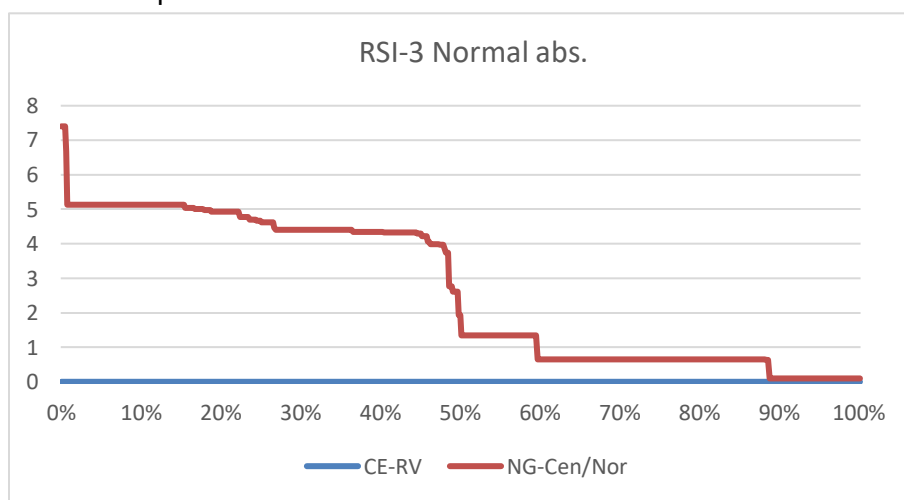


Figura 46. RSI-3 para absorción de Q en condición normal de operación

³⁹ Se excluyen dado que a la fecha no se ha verificado la capacidad para proveer el SC de CT dinámico por parte de las centrales ERV.

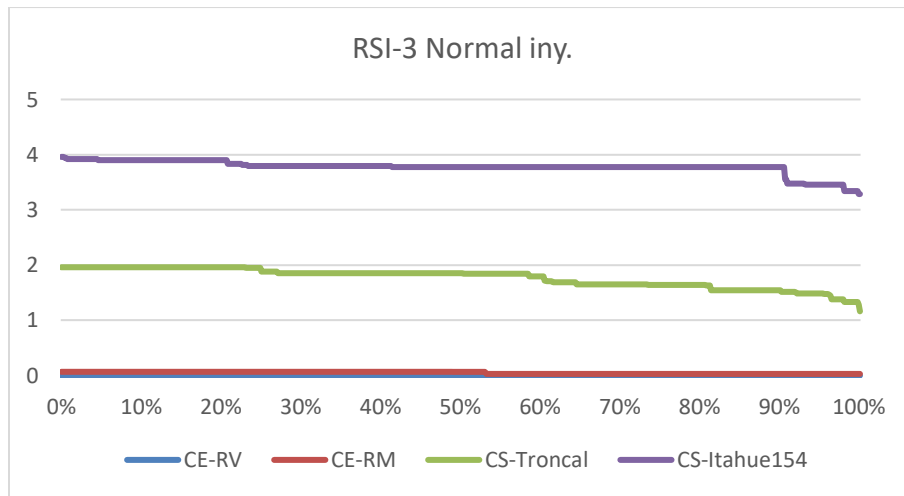


Figura 47. RSI-3 para inyección de Q en condición normal de operación

Las zonas que no se muestran en los gráficos anteriores no tienen requerimientos de potencia reactiva para condición normal de operación asociada a unidades generadoras, ya que se consideró que los requerimientos de las zonas pueden ser suministrados por los aportes de equipos de compensación de transmisión existentes.

Para la evaluación del índice RSI-3 para condición de contingencia, es necesario la evaluación de dos condiciones límites: una, suponer que se usaron recursos de generación fotovoltaicos y eólicos para satisfacer los requerimientos normales (límite superior del RSI) y otra condición en que se supone que para satisfacer los requerimientos normales se usaron recursos de generación convencional (límite RSI inferior) y por lo tanto no considerar estos recursos en el cálculo del RSI de contingencia, lo anterior en caso de existir requerimientos en condición normal que no puedan ser satisfechos con recursos de transmisión

Las siguientes figuras muestran las curvas de duración para el índice RSI-3 para condición de contingencia.

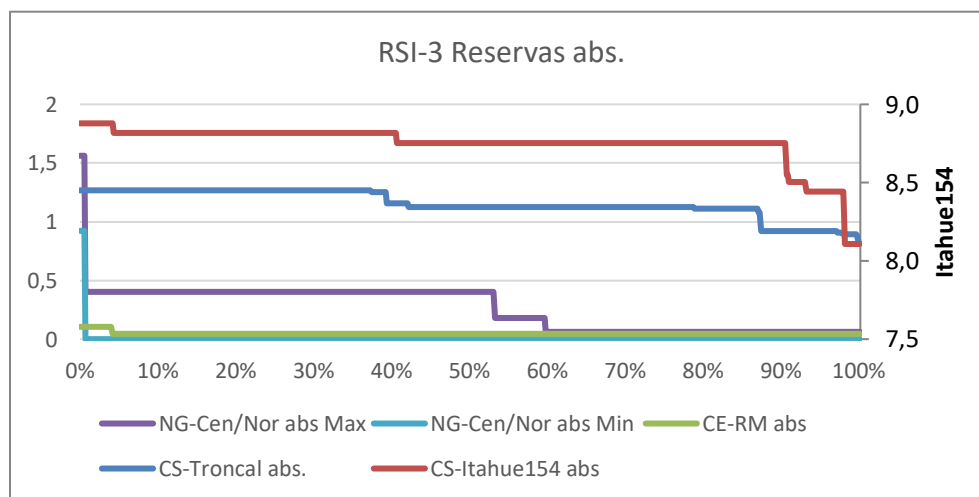


Figura 48. RSI-3 para absorción de Q en condición de contingencia

El índice RSI-3 de la sub-ACT CE-RV y CS-Concepción no se muestra en la figura anterior ya que resulta ser 0 para todo el periodo. Por otro lado, para las siguientes sub-ACT no existiría requerimientos de absorción de Q en condición de contingencia asociado a unidades generadoras sincrónicas: NC-Cen/Sur, CE-Troncal, y sub-ACT Sur. Finalmente, en la sub-ACT NC-Norte, no existirían recursos de generación de unidades sincrónicas capaces de satisfacer un eventual requerimiento de reactivos.

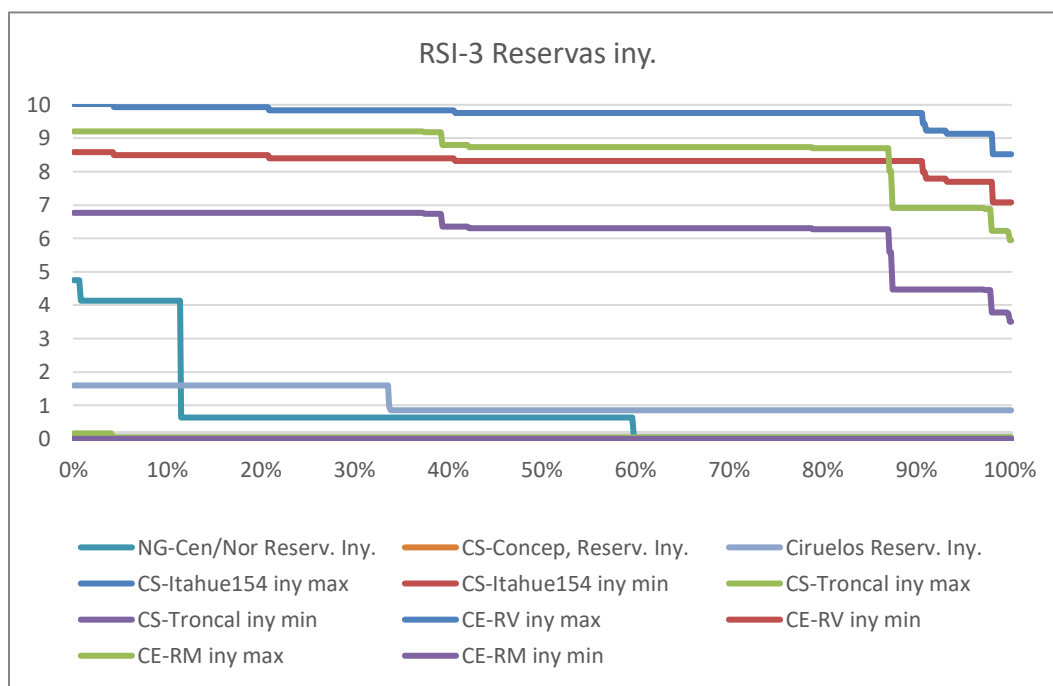


Figura 49. RSI-3 para inyección de Q en condición de contingencia (*)

(*) Las líneas no visibles representan un índice igual a 0

En las sub-ACT de NC-Norte, NC-Cen/Sur, y CE-Troncal no existiría requerimientos de inyección de Q en condición de contingencia asociado a unidades generadoras sincrónicas.

Del análisis anterior, en todas las zonas con excepción de la sub-ACT CS-Itahue154, no es posible establecer que existan condiciones suficientes de competencia.

Para el caso particular del sub ACT Itahue 154 kV, y considerando lo señalado precedentemente, se procedió a revisar aspectos operacionales aplicables a dicha subACT, teniendo en cuenta las condiciones topológicas prevista para el período de análisis.

Se observa que en esta área se presentan situaciones particulares, relacionadas con la disponibilidad de generación de las centrales La Higuera y La Confluencia, que derivan en aperturas selectivas del sistema de transmisión para controlar transferencias en la zona y garantizar la seguridad de abastecimiento. Adicionalmente se prevé que esta situación se mantenga al menos hasta la entrada del apoyo en 220kV en la SE Puente Negro que entraría en operación a fines del año 2021.

Estos cambios topológicos, reducirían la oferta y efectividad de los recursos disponibles en la subACT, por lo que no se mantendrían las condiciones de competencia establecidas preliminarmente para dicha zona.

5.9 CONTROL DE CONTINGENCIAS

5.9.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

5.9.1.1 EDAC por Subfrecuencia

La NTSyCS, instruye la participación de los consumos en los EDAC por Subfrecuencia de acuerdo con las condiciones establecidas por el Coordinador. Esta norma indica que debe estar disponible hasta el 30% de la demanda del sistema para ser incorporada a los esquemas de EDAC, y de acuerdo con el de *Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga* realizado por el Coordinador, el EDAC vigente considera una participación de la demanda que alcanza un 25.8%.

El esquema disponible del SEN corresponde a los esquemas implementados por los respectivos Centros de Despacho Económicos de Carga (CDEC) de los SI SING y SIC, donde ambos CDEC instruyeron los esquemas a todos los clientes en forma no discriminatoria, siempre que su implementación no agudizara una condición de subfrecuencia en el caso de operar (por ejemplo, desconexión de consumos que comprometa el suministro de combustible a las plantas generadoras). Dado lo anterior, la gran mayoría de los clientes del SEN tienen implementados EDAC, es decir contarían con el equipamiento necesario para la detección y operación.

Al evaluar por lo tanto los posibles oferentes para la prestación del servicio de EDAC, se encuentra que eventualmente la mayoría de los consumos estaría en condiciones de prestarlo, dado que ya cuenta con las instalaciones necesarias para ello. Por otro lado, modificar el monto comprometido o modificar los ajustes del esquema que poseen los consumos, no representaría un costo significativo. Sin embargo, el cambio de ajustes no puede realizarse de manera pronta, requiriendo un periodo más extenso (del orden de meses) para cambiar los ajustes a todo el sistema.

Se entendería, por lo tanto, que en el mercado para la prestación del servicio de EDAC por subfrecuencia, existen las condiciones de competencia que posibilitan la implementación de licitaciones para poder suministrar el servicio, pudiendo implementar licitaciones bienales, considerando los periodos de adecuación/implementación de estos.

5.9.1.2 EDAC por Contingencia Específica

Dada la naturaleza local del servicio unido a la especificidad de los requerimientos y recursos para prestarlo, se recomienda que el servicio sea provisto mediante instrucción directa.

5.9.1.3 Desconexión Manual de Carga

La desconexión manual de carga (DMC) en barras de consumo corresponde a acciones o instrucciones de coordinación que instruye el Coordinador para que los clientes desconecten carga manualmente, con el objetivo de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema interconectado en su conjunto o en áreas específicas del sistema donde haya un desequilibrio de carga – generación.

Las instrucciones de operación son dadas por el CDC a los centros de control de clientes por lo que no se requeriría de equipos adicionales a los que ya cuentan los clientes para acatar las instrucciones enviadas por el Coordinador.

Las DMC pueden ser previstos con una anticipación de horas o días. Para el caso en que se diagnostique la aplicación del DMC con una anticipación de horas, es el CDC el que debe tomar las acciones en línea, pero si la anticipación es de días, debe ser incluido en la programación de la operación.

Cabe destacar que el requerimiento de DMC podría ser sistémico o local, ya sea si su uso es para preservar la SyCS del sistema interconectado en su conjunto o en áreas específicas de éste.

En el caso que el requerimiento de DMC sea de naturaleza sistémica, dado que todos los consumos deberían estar disponibles para la aplicación de DMC y que su implementación no tiene un costo adicional por no requerir equipamiento adicional, se puede concluir que existen las condiciones de competencia inicialmente requeridas para materializar el servicio a través de licitaciones o subastas.

En el caso anterior, si se determina un requerimiento de DMC con antelación a la programación, sería posible establecer un mecanismo de subastas para proveer el servicio ya que su prestación sería por un periodo menor a 6 meses y el periodo que transcurriría entre la presentación de la oferta y la prestación del servicio sería inferior a 15 días.

Por el contrario, si resulta necesaria la aplicación de DMC que corresponda a una zona específica, se hace menos probable la existencia de condiciones de competencia dada la menor cantidad de posibles oferentes y, para este caso se recomienda instrucción directa.

5.9.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

5.9.2.1 EDAG por Contingencia Específica

Para prestar este servicio se requiere la desconexión o reducción de generación de unidades específicas que permitan preservar la calidad y seguridad el servicio frente una contingencia determinada.

Como el requerimiento para suministrar este servicio es para unidades específicas, no existiría un mercado competitivo en su provisión. La recomendación es proveerlo por instrucción directa.

5.9.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Dado que la mitigación de las contingencias, tanto extremas como críticas, se realiza a través de la instrucción de acciones específicas para cada una de las contingencias consideradas, y dado que estas acciones se llevan a cabo con recursos específicos, que no son reemplazables por otros, es que para la provisión de este servicio no se estima existan condiciones de competencia que permitan implementar licitaciones o subastas.

La recomendación es realizar instrucción directa para proveer los recursos para el Plan de Defensa Contra Contingencia Extrema o Crítica.

5.10 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

El Plan de Recuperación de Servicio es organizado en torno a zonas. Con el fin de lograr una normalización global del SEN más eficiente, el Centro de Despacho y Control del Norte o Sur podrá delegar en algunos Centros de Control (CC) la aplicación de los PRS previamente establecidos en sus zonas.

Durante la recuperación del servicio el sistema se encuentra en estado de contingencia, pudiendo el plan fijado no ajustarse plenamente al ejecutado dadas las condiciones particulares presentes en el momento de la ejecución. En adición, dado que el objetivo es reestablecer el servicio en el menor tiempo posible, podría afirmarse que el requerimiento del servicio sería equivalente a la oferta potencial de recursos por zona.

Es poco practicable que, bajo las condiciones anteriores, los recursos usados para levantar el sistema sean los que se obtienen como resultado de un proceso de licitación o subasta, lo que restaría la flexibilidad necesaria para operar en escenarios difícilmente predecibles, además de hacer más lento el proceso de toma de decisiones por tener que limitarse a usar solo los recursos adjudicados, lo que atentaría contra la seguridad del sistema.

Por lo tanto, se recomienda la instrucción directa para proveer el servicio con los recursos disponibles y habilitados actualmente.

Sin embargo, para la implementación de nueva infraestructura, sería aplicable la implementación de licitaciones para la provisión de nuevos recursos siempre que exista más de una empresa con la potencialidad de prestar el servicio en la zona requerida.

5.11 RESUMEN MECANISMOS DE MATERIALIZACIÓN SSCC AÑO 2020

En resumen y considerando la mejor información disponible para definir eventuales requerimientos para los Servicios Complementarios contenidos en el presente Informe, se estiman las siguientes condiciones estructurales de competencia.

Tabla 5-6. Resumen mecanismos materialización SSCC.

Subcategoría Servicios	Condiciones Estructurales de Competencia	Mecanismo
CPF	NO	Instrucción Directa
CSF +	NO	Instrucción Directa
CSF -	NO	Instrucción Directa
CTF +	NO	Instrucción Directa
CTF -	NO	Instrucción Directa
CT	NO	Instrucción Directa
EDAC Subfrecuencia	SÍ	Licitación
EDAC Contingencia Específica	NO	Instrucción Directa
DMC	SÍ	Licitación /Instrucción Directa ⁴⁰
EDAG/ERAG por Contingencia Específica	NO	Instrucción Directa
PDCE	NO	Instrucción Directa
PDCC	NO	Instrucción Directa
PA	NO	Instrucción Directa
AR	NO	Instrucción Directa
EV	NO	Instrucción Directa

⁴⁰ Dependerá de si el requerimiento es sistémico o local.

6. INSTALACIONES PRESTADORAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

En la presente sección se identificarán los recursos técnicos para la prestación de los distintos SSCC, así como las capacidades de cada instalación y la metodología utilizada para cuantificar dichos recursos.

6.1 CONTROL DE FRECUENCIA

6.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

Los aportes representativos de las unidades generadoras serán estimados en función de los modelos dinámicos que dispone el Coordinador, los cuales han sido entregados y aprobados en los periodos de puesta en servicio de las unidades y actualizados por las empresas posterior a la ejecución de trabajos relevantes sobre las unidades.

I. Reserva para CPF en estado Normal:

Se desarrolla un banco de pruebas con las unidades candidatas, transformadores elevadores asociados y una barra de potencia infinita, en el cual se analizará la respuesta ante desviaciones de frecuencia asociados a fluctuaciones instantáneas ($\pm 0.2\text{Hz}$).

Para cada unidad estudiada se evalúa el comportamiento de la potencia máxima de aporte, en base a la simulación de la respuesta de su modelo dinámico homologado, tomando como testigo el valor de potencia entregado a los 10 s. y el aporte que puede sostener la instalación por un tiempo de 5 min., lo anterior en concordancia con la definición del servicio. Finalmente, se reconocerá como reserva efectiva aportada por la unidad a los 10 segundos, según los requerimientos sistémicos.

$$RPF_{normal} = P_{10s}$$

Donde,

RPF_{normal} : Reserva primaria para control de frecuencia en estado normal.

P_{10s} : Potencia entregada en $t=10$ s. post contingencia.

En el Anexo 4 se encuentra el listado de todas las unidades que participarán del CPF en estado normal, junto con los aportes considerados.

II. Reserva para CPF Contingencia:

Se desarrolla un banco de pruebas con las unidades candidatas, transformadores elevadores asociados y una barra de potencia infinita, en el cual se analizará la respuesta ante desviaciones de frecuencia asociados a contingencias ($\pm 0.7\text{Hz}$) con un gradiente máximo de 2Hz/s (valor que un parque o unidad debe ser capaz de soportar sin desconectarse según artículo 3-11 de la NTSyCS).

Para cada unidad estudiada se evalúa el comportamiento de la potencia máxima de aporte, en base a la simulación de la respuesta de su modelo dinámico homologado, tomando como testigo el valor de potencia entregado a los 10 s y el aporte que puede sostener la instalación por un tiempo de 5 min., lo anterior en concordancia con la definición del servicio. Finalmente, se reconocerán como reservas efectivas aportada por la unidad a ambos valores, según los requerimientos sistémicos.

$$\{RPF^{10s}_{contingencia}, RPF^{5min}_{contingencia}\} = \left\{P_{10s}, \frac{E_t}{300}\right\}$$

Donde,

$RPF^{10s}_{contingencia}$: Reserva primaria para control de frecuencia ante contingencias para 10 s.

$RPF^{5min}_{contingencia}$: Reserva primaria para control de frecuencia ante contingencias para 5 min.

P_{10s} : Potencia entregada en t=10 s post contingencia.

E_t : Energía aportada por la unidad en 5 min.

Finalmente, con el fin de preservar un adecuado aporte de las unidades al CPF, se considerará un nivel de despacho máximo y mínimo para las unidades acorde a una asignación eficiente en función de las características técnicas de cada instalación.

En el Anexo 4 se encuentra el listado de todas las unidades que participarán del CPF ante contingencias, junto con los aportes considerados.

6.1.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

El servicio de CSF será prestado mediante un AGC y las reservas comprometidas calculadas en base a la tasa de toma/baja de carga, el retardo del tiempo de respuesta de las unidades y la potencia que puede aportar una unidad en 5 minutos y sostenerla por 15 minutos.

$$Reserva\ CSF_i^+ = \min\{Rampa_i^+ [MW/min] \cdot (5 - Tr) [min], Pd_i^{max} [MW] - Pd_i [MW]\}$$

$$Reserva\ CSF_i^- = \min\{Rampa_i^- [MW/min] \cdot (5 - Tr) [min], Pd_i [MW] - Pd_i^{min} [MW]\}$$

Donde,

$Reserva\ CSF_i^+$: Reserva para control secundario por subfrecuencia de la unidad i.

$Reserva\ CSF_i^-$: Reserva para control secundario por sobrefrecuencia de la unidad i.

$Rampa_i^+$: Tasa de toma de carga de la unidad i.

$Rampa_i^-$: Tasa de bajada de carga de la unidad i.

TR : Tiempo de retardo en la respuesta de la unidad.

Pd_i^{max} : Potencia bruta máxima de despacho de la unidad i.

Pd_i^{min} : Potencia bruta mínima de despacho de la unidad i.

Pd_i : Potencia bruta de despacho de la unidad i.

En el caso de unidades a carbón, existen restricciones adicionales a la reserva que pueden entregar en función de la cantidad de pulverizadores que se encuentren en servicio.

En Anexo 4 se encuentran listados los recursos que participarán del CSF con sus respectivas reservas.

6.1.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

En el caso del control terciario, se considerarán las reservas que pueden entregar las unidades que se encuentren en servicio en un tiempo de 15 minutos, de acuerdo con su tasa de toma/baja de carga informada, considerando que la activación del servicio no debe superar los 5 min desde que el Coordinador entrega la

instrucción, o el valor que puedan alcanzar en 10 minutos las unidades con tiempos para llegar a mínimo técnico inferiores a 10 minutos. De acuerdo con lo anterior, se pueden definir dos subcategorías para esta reserva, siendo estas:

$$Reserva\ CTF_i^+ = Reserva\ Giro\ CTF_i^+ + Reserva\ Fria\ CTF_i^+$$

$$Reserva\ CTF_i^- = Reserva\ Giro\ CTF_i^-$$

I. Reserva en giro para CTF:

Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de las unidades participante del CTF son capaces de entregar en 15 minutos, considerando que el servicio debe ser activado en a lo más 5 minutos después de que el Coordinador emana una instrucción, y sostener durante 1 hora.

$$Reserva\ Giro\ CTF_i^+ = \min\{Rampa_i^+ [MW/min] \cdot 10 [min], Pd_i^{max} [MW] - Pd_i [MW]\}$$

$$Reserva\ Giro\ CTF_i^- = \min\{Rampa_i^- [MW/min] \cdot 10 [min], Pd_i [MW] - Pd_i^{min} [MW]\}$$

Donde,

Reserva Giro CTF_i⁺: Reserva en giro para control terciario por subfrecuencia de la unidad i.

Reserva Giro CTF_i⁻: Reserva en giro para control terciario por sobrefrecuencia de la unidad i.

Rampa_i⁺ : Tasa de toma de carga de la unidad i.

Rampa_i⁻ : Tasa de bajada de carga de la unidad i.

Pd_i^{max}: Potencia bruta máxima de despacho de la unidad i, en el caso que la unidad se encuentre participando en el SC de CPF.

Pd_i^{min}: Potencia bruta mínima de despacho de la unidad i, en el caso que la unidad se encuentre participando en el SC de CPF.

Pd_i : Potencia bruta de despacho de la unidad i.

II. Reserva fría para CTF:

Potencia de las unidades participantes del CTF+ que se encuentran fuera de servicio y sean capaces de entregar en 15 minutos y sostener durante 1 hora, teniendo en cuenta que la unidad debe ser capaz de alcanzar su mínimo técnico en menos de 10 minutos.

$$Reserva\ Fria\ CTF_i^+ = \min\{Rampa_i^+ [MW/min] \cdot (10 [min] - T_i^{sinc} [min]), Pd_{neta_i}^{max} [MW]\}$$

Donde,

Reserva Fria CTF_i⁺: Reserva fría para control terciario por subfrecuencia de la unidad i.

Rampa_i⁺ : Tasa de toma de carga de la unidad i.

Pd_{neta_i}^{max}: Potencia neta máxima de despacho de la unidad i.

De acuerdo con la metodología descrita, en el Anexo 4 se identifican las unidades prestadoras de este servicio junto con la reserva disponible para ambas condiciones mencionadas.

6.2 CONTROL DE TENSIÓN

Dentro del SC de Control de Tensión, se distinguen diversas instalaciones que pueden participar de esta categoría. Para el periodo que esté vigente el presente informe se identifican las siguientes clases de equipos prestadores del servicio:

- Unidades sincrónicas (control de régimen permanente y dinámico).
- Equipos de compensación de potencia reactiva:
 - Dinámicos: CER, STATCOM, SVC, etc.
 - Estáticos: Capacitores y reactores.
- Parque Eólicos y Fotovoltaicos:
 - Control estático de potencia reactiva.
 - Control dinámico de potencia reactiva: lento (respuesta en el orden de los 20 s) y rápido (respuesta inferior a 1 s).

En el caso de las unidades sincrónicas, su capacidad de inyección/absorción de reactivos se determinará mediante el modelo homologado que posee el Coordinador, el cual permitirá dar cuenta de las capacidades reales de las unidades, considerando su curva PQ, así como el ajuste de los controladores asociados (AVR, OEL, UEL, V/Hz, etc.).

Por otra parte, en el caso de los parque eólicos y fotovoltaicos, se considerará como recurso disponible para control de tensión la curva PQ definida en el artículo 3-9 de la NTSyCS, considerando un control de tipo estático (inyección de reactivos), salvo en los casos que se requiera específicamente un control dinámico de tensión.

De acuerdo con la metodología descrita, en el Anexo 5 se identifican las instalaciones que prestarán este servicio junto con la reserva disponible para inyección y absorción de reactivos.

6.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

6.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

6.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

Para efectos del presente informe, se considerarán las instalaciones que actualmente tienen habilitado el esquema EDAC, las que deberán estar operativas hasta que se implemente un nuevo esquema. Una vez finalizado el “Estudio de EDAC” (segundo semestre 2020), el Coordinador realizará una licitación para proveer los recursos necesarios para implementar dicho Esquema . Se prevé que la licitación se realice durante el primer semestre del año 2021.

En el Anexo 6 se identifican los Coordinados y alimentadores que actualmente se encuentran asociados a este servicio junto con la carga participante en cada escalón del esquema.

6.3.1.2 EDAC por Contingencia Específica

Los esquemas que serán considerados para la prestación de este servicio se detallan a continuación:

a) Contingencia Específica de la Línea 66 kV San Javier – Constitución

La empresa CGE S.A. diseñó un EDAC por baja frecuencia y otras variables específicas, que permite la formación de una isla en S/E Constitución (de CGE), ante la desconexión de la línea de 66 kV San Javier – Constitución (de Transelec) o si se detecta el aislamiento de la S/E Constitución con otras SS/EE aledañas producto de una falla en otras instalaciones más lejanas que esa línea de 66 kV.

La lógica de operación del esquema permite 2 modos de operación: Modo Sen – Centro Sur que es el modo normal de operación cuando la S/E Constitución se encuentra conectada al SEN y el Modo ISLA que es el modo de emergencia cuando la S/E Constitución, junto con los clientes conectados a su barra, quedan operando de manera aislada del SEN.

Los modos de operación evalúan si el paño B1 de S/E Constitución inyecta o retira potencia activa desde la barra. Todos ellos tienen programada una potencia mínima equivalente a 0.5 MW.

Los modos de operación son los siguientes:

I. Modo SEN – Centro Sur (MS)

El modo operación SEN – Centro Sur se habilita cuando el interruptor 52B1 en S/E Constitución se encuentra cerrado, lo que implica que dicha subestación esté conectada al SI mediante la línea Constitución – San Javier. Los escalones de frecuencia que rigen para este modo de operación se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 6-1 Modo de operación SEN – Centro Sur (MS)

Condición 52B1 Cerrado	Etapas EDAC		Ajustes Frecuencia	
			Umbral	Gradiente
	Alimentador	Interruptor	Hz	Hz/s
Escalón 1	Purapel	52E1	49.0	0.6
Escalón 3	Santa María/ Pangalillo	52E3/52E6	48.8	0.6

Este esquema se activa por detección de apertura del interruptor 52B1 de S/E Constitución. Si se abre en otro punto, por ejemplo, solo en San Javier, el esquema queda en Modo SEN

II. Modo de operación en ISLA

El modo de operación en ISLA se habilita cuando el interruptor 52B1 en S/E Constitución se encuentra abierto, lo que implica que dicha subestación no esté conectada al SEN. En este modo de operación, el controlador envía una señal (mediante canal de teleprotección) a la Central CELCO (de Arauco Bioenergía) para que cambie su control de frecuencia de modo esclavo a maestro. Para este modo de operación (en isla), se tienen cuatro (4) escalones de frecuencia y cuatro (4) casos como se indican en la Tabla 6-2. Para la condición Modo ISLA, se deberán coordinar los valores de baja frecuencia definidos en los alimentadores de 23 kV de S/E Constitución, con los valores de baja frecuencia definidos en los generadores de Celco y Viñales, de modo que sean menores a los especificados en S/E Constitución.

Tabla 6-2 Modo de operación en ISLA

	Etapas EDAC		Ajustes Frecuencia	
			Umbral	Gradiente
	Alimentador	Interruptor	Hz	Hz/s
Escalón 1	Purapel	52E1	48.6	N.A.
Escalón 2	Santa María/ Pangalillo	52E3/52E6	48.5	N.A.
Escalón 3	Falucho (ExO'Higgins)	52E4	48.3	N.A.
Escalón 4	Energía Verde	52ET2	49.0	-2.7

b) EDAC en Zona Coronel por operación del sistema 154 kV Bocamina-Lagunillas

A partir de los estudios sistémicos realizados por el Coordinador, se determinó que el sistema de subtransmisión que abastece la Zona de Coronel no cumple con el criterio operacional N-1 de la Línea 2x66 kV Concepción – Coronel frente a contingencias que originen la desconexión intempestiva de la Línea 154 kV Lagunillas – Bocamina – Coronel.

Al respecto, la empresa CGE S.A. implementó un esquema de desconexión automático de carga, que a partir de una señal específica que da cuenta de la ocurrencia de la desconexión intempestiva de la Línea de 154 kV Lagunillas – Bocamina – Coronel, efectúa las siguientes acciones:

- Si a partir de los cálculos de carga estimada previa a la falla (carga actual del paño extremo Concepción más el 55% del total de carga de S/E Coronel), en la RTU del SCADA de S/E Coronel, para las líneas 66 kV Concepción-Coronel N°1 y N°2, del extremo Concepción, considerando la apertura del paño A1 de S/E Coronel sea para ambas líneas inferior o igual al 115% de su capacidad nominal, el esquema EDAC no dará desenganche a ningún paño de S/E Coronel.
- Si a partir de los cálculos de carga estimada, previa a la falla (carga actual del paño extremo Concepción más el 55% del total de carga de S/E Coronel), en la RTU del SCADA de S/E Coronel, para el mayor valor de carga determinado para las líneas 66 kV Concepción-Coronel N°1 y N°2, del extremo Concepción, considerando la apertura del paño A1 de S/E Coronel, se encuentre en el rango superior al 115 % e inferior al 160 % de la capacidad de la línea, el esquema EDAC dará desenganche a los siguientes paños de 66 kV de S/E Coronel: B1 (Bocamina); B2 (Arenas Blancas); B3 (Horcones 2); BT6 (Coronel-El Manco-Horcones-Lebu). Con esto quedarán en servicios las cargas asociadas a los paños BT1 (transformador T1 66/15 kV); BT2 (transformador T2 66/15 kV) y B4 (Horcones 1).
- Si a partir de los cálculos de carga estimada, previa a la falla (carga actual del paño extremo Concepción más el 55% del total de carga de S/E Coronel), en la RTU del SCADA de S/E Coronel, para el mayor valor de carga determinado para las líneas 66 kV Concepción-Coronel N°1 y N°2, del extremo Concepción, considerando la apertura del paño A1 de S/E Coronel, sea mayor al 160 % la capacidad de la línea, el esquema EDAC dará desenganche a los paños B8 (Concepción-Coronel N°1 , extremo Coronel) y B9 (Concepción-Coronel N°2 , extremo Coronel) de S/E Coronel. Con esto quedarán en servicios las cargas intermedias existentes en las LT 66 kV Concepción –Coronel N°1 y N°2 (SSEE San Pedro, Loma Colorada, Papeles Biobío y EFE).

c) EDAC asociado a los Planes de Defensa contra Contingencias Críticas

Actualmente en el SEN se encuentra implementado un PDCC que contempla las siguientes fases:

i. **Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.**

ii. **Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.**

En el marco de la implementación de las Fases 1 y 3, se identifica que para controlar los desbalances de carga/generación que produzcan altas tasas de caída de frecuencia (menores a -0,9 Hz/s), se dispone de un Esquema de Desconexión Automático de Carga por Contingencia Crítica de acción rápida, que actúa en base a relés de tasa de caída de frecuencia (df/dt), cuya acción es complementada por los EDAC por subfrecuencia disponibles en el sistema. Con la acción de este esquema se busca frenar las abruptas caídas de frecuencia para evitar la desconexión descontrolada de generación y, conjuntamente con el aporte del EDAC por subfrecuencia y la reserva primaria, compensar el déficit de potencia (generación) y así evitar el colapso del subsistema por subfrecuencia.

En la **Tabla 6-3** se presentan las cargas actualmente comprometidas para participar en el esquema. Los tiempos de operación son los establecidos en la NTSyCS.

Tabla 6-3 Recursos existentes en EDAC por Contingencia Crítica, SEN – Centro Sur

Coordinado	Carga comprometida [MW]	Ajustes Frecuencia	
		Umbral	Gradiente
		Hz	Hz/s
Angloamerican (División El Soldado)	6.8	49.5	-1.9
Angloamerican (División Los Bronces)	38.1	49.5	-1.2
Cementos Melón	2.4	49.5	-1.9
Cementos Polpaico	10.0	49.5	-1.9
CMPC Cartulinas (Procart)	12.0	49.5	-1.9
CMPC Papeles Cordillera (Puente Alto)	7.6	49.5	-1.9
Codelco (División Andina)	18.0	49.5	-1.2
Codelco (División El Teniente)	50.0	49.5	-1.9
Codelco (División Ventanas)	9.5	49.5	-1.9
Cristalerías Chile	2.2	49.5	-1.9
Minera Los Pelambres (Piuquenes)	28.5	49.5	-1.9
Minera Valle Central	2.4	49.5	-0.9
	5.4	49.5	-1.2
Grupo CGE	71.0	49.5	-0.9/-1.9
Enel Distribución	345	49.5	-0.9/-1.2/-1.9
Chilquinta	53.7	49.5	-0.9/-1.2/-1.9
E. E. Puente Alto	6.4	49.5	-0.9/-1.2/-1.9
El Litoral	2.55	49.5	-0.9/-1.2/-1.9

6.3.1.3 EDAC asociado a los Planes de Defensa contra Contingencias Extremas

El PDCE de la Zona Norte del SEN contempla la implementación de un esquema EDAC como uno de los recursos que serán utilizados ante su activación. A continuación, se presenta de manera teórica este

esquema, el cual será complementado con los montos reales una vez que sea implementado por los Coordinados⁴¹.

Tabla 6-4 EDAC por PDCE propuesto.

Escalón	Tasa de frecuencia [Hz/s]	Frecuencia habilitación [Hz]	Monto de EDAC	Monto [MW]	
				MAX	MIN
I	-0.9	49.5	Asociados a existente	57.8	57.8
			Adicionales	235.22	186.44
			Total	293293.0	244.22
II	-1.8	49.5	Asociados a existente	71.7	71.7
			Adicionales	157.33	140.33
			Total	229229.0	212212.0
III	-2.2	49.5	Asociados a existente	50.0	50.0
			Adicionales	71.66	58.44
			Total	121.66	108.44
Total			Asociados a existente	179.5	179.5
			Adicionales	464.11	385.11
			Total	643.66	564.66

6.3.1.4 Desconexión Manual de Carga (DMC)

Para la prestación de este servicio se considera que todas las cargas del sistema se encuentran a disposición del CDC para hacer uso de ellas ante eventuales situaciones que pongan en riesgo la seguridad del sistema.

6.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

6.3.2.1 EDAG por Contingencia Específica

Los EDAG considerados en este caso se encuentran asociados a los PDCC actualmente implementados en el sistema, además de un futuro esquema que será implementado con el PDCE de la Zona Norte. A continuación, se detalla individualmente cada esquema:

a) Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.

Se cuenta con un EDAG en la S/E San Luis, que actúa con órdenes de desconexión secuencial de generación en las unidades de las centrales Nehuencho, San Isidro y Quintero. El detalle se encuentra en Anexo 3.

b) PDCE Zona Norte:

Este PDCE contempla la implementación de un esquema EDAG de acuerdo con lo indicado a continuación.

El automatismo asociado al EDAG por Contingencia Extrema en las unidades de la Zona Norte, deberá asignar de forma dinámica los escalones de desprendimiento para completar los montos de la siguiente tabla:

⁴¹ Mediante carta DE00172-20, el día 15 de enero de 2020 se instruyó a coordinados del Norte Grande la implementación del EDACxCE. Actualmente se están evaluando los montos de desconexión con los que participará cada uno de ellos.

Tabla 6-5 Escalones y montos de desprendimiento asociados al EDAGxCEx Zona Norte.

Escalón	Ajuste de frecuencia	Potencia Gen. Objetivo [MW]
I	51.3 Hz	250
II	51.4 Hz	277
III	51.5 Hz	250
IV	51.6 Hz	340
V	51.8 Hz	375
VI	0.9 Hz/s – 51 Hz	516
VII	1.2 Hz/s – 51 Hz	517

Las unidades que forman parte del esquema EDAGxCEx de la Zona Norte son las siguientes:

Tabla 6-6 Unidades para integrar el EDAGxCEx Zona Norte .

Unidad/Central/Parque	
Angamos U1	Cerro Dominador PV
Angamos U2	Cerro Dominador CSP
CC Kelar	Cerro Pabellón
Cochrane U1	Finis Terrae
Cochrane U2	FV Bolero
CTA	Huatacondo
CTH	La Huayca II
CTM 1	María Elena
CTM 2	PAS1
CTTAR	PAS2
IEM	PAS3
NT01	PE Sierra Gorda
NT02	Solar Jama
U14	Uribe Solar
U15	Valle de los Vientos
U16	

Para la Zona Centro sur, se deben disponer para el EDAG los siguientes montos de generación por escalón

Tabla 6-7 Escalones para el EDAG propuesto.

Escalón	Frecuencia [Hz]	Potencia Objetivo [MW]
I	51.4	500
II	51.6	500
III	51.8	500
IV	51.5 @4 s	400

Estos montos deben ser conformados por las unidades de la **Tabla 6-8** y **Tabla 6-9** utilizando el equipamiento de la Fase 1 del PDCE, para estos efectos, debe ser modificada su lógica e implementar canales de comunicación para obtener el estado de las unidades que actualmente no están enlazadas.

Tabla 6-8 EDAG Zona SEN – Centro Sur Unidades que participan en un escalón fijo mediante relés de frecuencia.

Unidad/Parque	Potencia Nominal [MW]	Escalón	Máximo P. Escalón (Ajuste Fijo) [MW]	Potencia Objetivo Escalón [MW]	Potencia a completar en Charrúa ⁴² [MW]
PE Aurora	129.0	I	506.96	500	0 - 500
PE Cuel	33.0				
PE San Pedro	36.0				
PE San Pedro II	65.0				
Santiago Solar	92.73				
Rapel x2	151.2	II	226.8	500	273.2 - 500
Rapel x3	226.8				
Nehuenco TV I	112.8	III	250.8	500	249.2 - 500
San Isidro TV (1 o 2)	139.0				
Nueva Ventanas (o Campiche)	267.0	IV	267	400	133 - 400

Tabla 6-9 EDAG Zona SEN – Centro Sur que actualmente se encuentran integradas a la Fase 2 del PDCE.

Bloque/Central	Unidad	P Nom [MW]	P Bloque [MW]	Punto Apertura
Bloque Abanico	Abanico x 6	21	126	Charrúa
Bloque Rucúe	Rucúe U1 y U2	89	379	Charrúa
	Mampil U1 y U2	24.5		Charrúa
	Peuchén U1 y U2	40		Charrúa
	Quilleco U1 y U2	36		Charrúa
C. Antuco	Antuco U1	152	152	Antuco
C. Antuco	Antuco U2	152	152	Antuco
C. El Toro	El Toro U1	110	110	El Toro
C. El Toro	El Toro U2	110	110	El Toro
C. El Toro	El Toro U3	110	110	El Toro
C. El Toro	El Toro U4	110	110	El Toro
Bloque Ralco	Ralco U1 y U2	382	795	Charrúa
	Palmucho	31.3		Charrúa
Bloque Yungay	Yungay TG x 3	60	218	Charrúa
	Yungay TG4	38		Charrúa
C. Los Pinos	Los Pinos	111	111	Charrúa
C. Santa Lidia	Santa Lidia	120	120	Charrúa
C. Santa María	Santa María	397.8	397,8	Charrúa
Bloque Laja	Antuco U1 y U2	152	1198	Charrúa
	El Toro x 4	110		Charrúa
	Pangue U1 y U2	227		Charrúa

⁴² La S/E Charrúa cuenta con equipamiento disponible para el desprendimiento automático de generación que inyecta en dicha S/E. Con la información de disponibilidad y potencia despachada de las unidades de este plan de EDAG, el controlador ubicado en S/E Charrúa deberá completar el resto de la potencia requerida en los cuatro escalones.

6.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

6.3.3.1 Plan de Defensa contra Contingencias Críticas

Actualmente en el SEN se encuentra implementado un PDCC que contempla las siguientes fases:

- Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.
- Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.

A continuación, se presentan los recursos y/o instalaciones disponibles de cada una de las fases del PDCC.

a) Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.

Para hacer frente a la sobrecarga de la línea Quillota-Nogales 2x220 kV, luego de la pérdida de ambos circuitos de la línea Quillota-Polpaico 2x220 kV, se cuenta con un EDAG en la S/E San Luis, que actúa con órdenes de desconexión secuencial de generación en las unidades de las centrales Nehuenco, San Isidro y Quintero. El déficit de potencia sistémico originado por la operación del EDAG San Luis es compensado con la actuación del esquema de desconexión automático de carga EDAC Contingencia Crítica y complementado con el EDAC por subfrecuencia sistémico) vigente.

b) Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.

La falla del vínculo San Luis – Quillota 2x220 kV, provoca una sobrecarga de la línea San Luis-Agua Santa 2x220 kV, de los transformadores de Agua Santa 220/110 KV y de la red de 110 KV de la zona V Región Costa, así como oscilaciones de potencia en este subsistema e inestabilidad angular en las centrales de la zona.

Para controlar la sobrecarga en el sistema de 110 kV y mitigar sus efectos en el sistema, se cuenta con un esquema automático de desconexión de la línea San Luis – Agua Santa. Por otra parte, y con el objetivo de evitar la actuación indeseada de las protecciones de la red de 110 kV de la Quinta región costa, durante la contingencia y previo a la apertura del vínculo San Luis – Agua Santa, se ha habilitado el bloqueo por oscilación de potencia en las protecciones de las líneas de 110 kV de la zona comprometida.

Con la desconexión automática del vínculo San Luis – Agua Santa se pierde el aporte de generación al sistema de las centrales que inyectan energía en la S/E San Luis, déficit que es compensado con la actuación del EDAC por Contingencia Crítica (correspondiente al mismo recurso implementado en la fase 1 del PDCC) y/o el EDAC por subfrecuencia para evitar un colapso por subfrecuencia.

6.3.3.2 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

Se requiere la implementación de un nuevo PDCE asociado a la pérdida de alguno de los doble circuitos del sistema de 500 KV entre S/E Los Changos y S/E Polpaico. Para cumplir con lo anterior se ha planteado un PDCE para la Zona Norte, el cual se describe en la sección 7.3.

6.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIOS

En el Anexo 7 se encuentran enumeradas las instalaciones que prestarán este servicio complementario en sus distintas categorías, junto con las capacidades técnicas bajo las cuales se evaluará su prestación.

En el caso de las instalaciones de transmisión que presten el SC de Equipamiento de Vinculación, solo serán remuneradas por el concepto de SSCC en el caso que dicha obra no se encuentre categorizada dentro de los sistemas de transmisión Nacional o Zonal, ya que su pago provendrá por esa vía.

7. INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA

7.1 CONTROL DE FRECUENCIA

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de frecuencia, en todas sus categorías, para el periodo de estudio (años 2020-2023).

7.2 CONTROL DE TENSIÓN

De acuerdo con los análisis realizados, los recursos son suficientes para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva en el horizonte de estudio. Solo una zona presenta recursos al límite de su capacidad, tal como se explica en los siguientes puntos.

7.2.1 ZONA NORTE GRANDE

Se observa que en esta zona los recursos son suficientes, mientras todos los elementos de CT se encuentren disponibles.

Se observa un caso particular de falta de recursos cuando el SVC Domeyko está en mantenimiento o fuera de servicio. No obstante, dicha insuficiencia de, en cuyo caso, el requerimiento del recurso puede ser atendida mediante coordinación de mantenimientos y la aplicación de políticas de operación.

7.2.2 ZONA NORTE CHICO

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (años 2020-2023).

7.2.3 ZONA CENTRO

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (años 2020-2023).

7.2.4 ZONA CENTRO SUR

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (años 2020-2023).

7.2.5 ZONA SUR

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (años 2020-2023).

7.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

7.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

Para la prestación de este SC se requiere que el 1er semestre del año 2021 se realice una licitación con el fin de adecuar el esquema EDAC que resulte del “Estudio EDAC” en elaboración.

Por otra parte, se requiere la implementación de un esquema EDAC por Contingencia Específica asociado al PDCE de la Zona Norte, de acuerdo con la siguiente propuesta:

Tabla 7-1 EDAC por PDCE propuesto.

Escalón	Tasa de frecuencia [Hz/s]	Frecuencia habilitación [Hz]	Monto de EDAC	Monto [MW]	
				MAX	MIN
I	-0.9	49.5	Asociados a existente	57.8	57.8
			Adicionales	235.22	186.44
			Total	293293.0	244.22
II	-1.8	49.5	Asociados a existente	71.7	71.7
			Adicionales	157.33	140.33
			Total	229.00	212.00
III	-2.2	49.5	Asociados a existente	50.0	50.0
			Adicionales	71.66	58.44
			Total	121.66	108.44
Total			Asociados a existente	179.5	179.5
			Adicionales	464.11	385.11
			Total	643.66	564.66

7.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

Para la prestación de este SC se requiere la implementación de un EDAG por contingencia específica asociado al PDCE de la Zona Norte. El esquema propuesto se detalla a continuación.

El automatismo asociado al EDAG por Contingencia Extrema en las unidades de la Zona Norte deberá asignar de forma dinámica los escalones de desprendimiento para completar los montos de la siguiente tabla:

Tabla 7-2 Escalones y montos de desprendimiento asociados al EDAGxCEx Zona Norte

Escalón	Ajuste de frecuencia	Potencia Gen. Objetivo [MW]
I	51.3 Hz	250
II	51.4 Hz	277
III	51.5 Hz	250
IV	51.6 Hz	340
V	51.8 Hz	375
VI	0.9 Hz/s – 51 Hz	516
VII	1.2 Hz/s – 51 Hz	517

Las unidades que forman parte del esquema EDAGxCEx de la Zona Norte son las siguientes:

Tabla 7-3 Unidades para integrar el EDAGxCEx Zona Norte.

Unidad/Central/Parque	
Angamos U1	Cerro Dominador PV
Angamos U2	Cerro Dominador CSP
CC Kelar	Cerro Pabellón
Cochrane U1	Finis Terrae
Cochrane U2	FV Bolero
CTA	Huatacondo

Unidad/Central/Parque	
CTH	La Huayca II
CTM 1	María Elena
CTM 2	PAS1
CTTAR	PAS2
IEM	PAS3
NT01	PE Sierra Gorda
NT02	Solar Jama
U14	Uribe Solar
U15	Valle de los Vientos
U16	

Para la Zona Centro sur, se deben disponer para el EDAG los siguientes montos de generación por escalón:

Tabla 7-4 Escalones para el EDAG propuesto.

Escalón	Frecuencia [Hz]	Potencia Objetivo [MW]
I	51.4	500
II	51.6	500
III	51.8	500
IV	51.5 @4 s	400

Estos montos deben ser conformados por las unidades de la Tabla 7-5 y Tabla 7-6 utilizando el equipamiento de la Fase 1 del PDCE, para estos efectos, debe ser modificada su lógica e implementar canales de comunicación para obtener el estado de las unidades que actualmente no están enlazadas.

Tabla 7-5 EDAG Zona SEN – Centro Sur Unidades que participan en un escalón fijo mediante relés de frecuencia.

Unidad/Parque	Potencia Nominal [MW]	Escalón	Máximo P. Escalón (Ajuste Fijo) [MW]	Potencia Objetivo Escalón [MW]	Potencia a completar en Charrúa ⁴³ [MW]
PE Aurora	129	I	506.96	500	0 - 500
PE Cuel	33				
PE San Pedro	36				
PE San Pedro II	65				
Santiago Solar	92.73				
Rapel x2	151.2	II	226.8	500	273.2 - 500
Rapel x3	226.8				
Nehuenco TV I	112.8	III	250.8	500	249.2 - 500
San Isidro TV (1 o 2)	139				
Nueva Ventanas (o Campiche)	267	IV	267	400	133 - 400

⁴³ La S/E Charrúa cuenta con equipamiento disponible para el desprendimiento automático de generación de centrales que inyectan en dicha S/E. Con la información de disponibilidad y potencia despachada de las unidades de este plan de EDAG, el controlador ubicado en S/E Charrúa deberá completar el resto de la potencia requerida en los cuatro escalones.

Tabla 7-6 EDAG Zona SEN – Centro Sur que actualmente se encuentran integradas a la Fase 2 del PDC

Bloque/Central	Unidad	P Nom [MW]	P Bloque [MW]	Punto Apertura
Bloque Abanico	Abanico x 6	21	126	Charrúa
Bloque Rucúe	Rucúe U1 y U2	89	379	Charrúa
	Mampil U1 y U2	24,5		Charrúa
	Peuchén U1 y U2	40		Charrúa
	Quilleco U1 y U2	36		Charrúa
C. Antuco	Antuco U1	152	152	Antuco
C. Antuco	Antuco U2	152	152	Antuco
C. El Toro	El Toro U1	110	110	El Toro
C. El Toro	El Toro U2	110	110	El Toro
C. El Toro	El Toro U3	110	110	El Toro
C. El Toro	El Toro U4	110	110	El Toro
Bloque Ralco	Ralco U1 y U2	382	795	Charrúa
	Palmucho	31,3		Charrúa
Bloque Yungay	Yungay TG x 3	60	218	Charrúa
	Yungay TG4	38		Charrúa
C. Los Pinos	Los Pinos	111	111	Charrúa
C. Santa Lidia	Santa Lidia	120	120	Charrúa
C. Santa María	Santa María	397,8	397,8	Charrúa
Bloque Laja	Antuco U1 y U2	152	1198	Charrúa
	El Toro x 4	110		Charrúa
	Pangue U1 y U2	227		Charrúa

7.3.3 PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Se deberá implementar el PDCE de la Zona Norte, de acuerdo con lo dispuesto en el “*Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN*”, de fecha abril de 2019. A continuación, se presentan los recursos que se requiere implementar:

- a) **Separación del Sistema y Acciones Complementarias:** para atender las condiciones de inestabilidad sistémica derivada de la falla de severidad 6 en un tramo de 500 KV del Norte Chico, se deberá implementar un control automático de separación del sistema mediante la apertura de líneas 2x500 kV o, de líneas 2x220 kV y 110 kV que están en paralelo al sistema de 2x500 kV afectado por la falla. Esta separación del sistema deberá ir acompañada de otras acciones complementarias automáticas para su correcto funcionamiento (puenteo de la compensación serie, bloqueo del Sistema Integral de Control de Transferencias del Norte Chico, etc.).
- b) **Control de la Tensión:** la separación del sistema, en algunas condiciones de operación, puede originar actuación de EDAC (en el subsistema deficitario) y derivar en sobretensiones, por lo que se requiere implementar el control automático de conexión de reactores (en las subestaciones Los Changos, Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar) y de desconexión de circuitos en la línea de 500 KV Los Changos – Kimal.

En la siguiente se presenta esquemáticamente el PDCE de la Zona Norte del SEN.

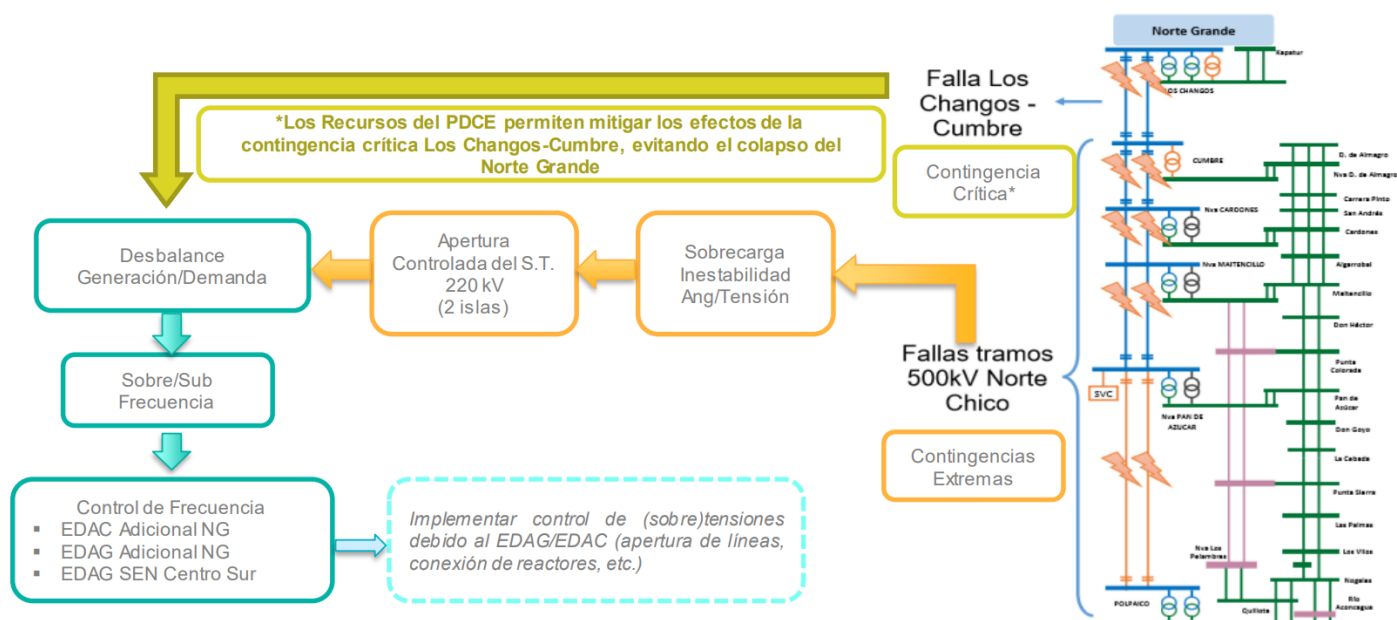


Figura 50. Descripción general del PDCE Zona Norte del SEN.

La vida útil de todos los equipamientos asociados a este PDCE tendrá una vida útil de 4 años.

7.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIOS

7.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA

De acuerdo con lo indicado en el *Estudio del PRS* elaborado por el Coordinador el año 2019, se requiere proveer del SC de partida autónoma a la Central Termopacífico, Propiedad de GENPAC, la que actualmente se encuentra en proceso de implementación. Los plazos para esto se especifican en el punto 8.4.

La vida útil del nuevo equipamiento que deba ser instalado para prestar el SC de PA será de 20 años.

7.4.2 AISLAMIENTO RÁPIDO

Se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos asociados al aislamiento rápido para el año 2020.

7.4.3 EQUIPAMIENTO DE VINCULACIÓN

Se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos asociados al equipamiento de vinculación para el año 2020.

8. CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS

Considerando lo indicado en las secciones 6 y 7 del presente estudio, a continuación, se indica la calendarización de los distintos SSCC.

8.1 CONTROL DE FRECUENCIA

Se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de los SSCC de CPF, CSF y CTF.

Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios, acorde a lo indicado en el Anexo 4, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2020.

Las instalaciones deberán realizar el proceso de verificación en los plazos que fije el Coordinador en el Calendario respectivo.

8.2 CONTROL DE Tensión

Según se indica en la sección 7.2.1, la zona Norte Grande Sur cuenta con los recursos suficientes para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva en el horizonte analizado, considerando disponibilidad total de sus recursos.

No obstante, en condiciones particulares de mantenimiento o indisponibilidad del SVC de Domeyko, los recursos podrían resultar insuficientes. Dado que esta condición puede ser abordada mediante la implementación de políticas de operación, no se ha instruido recursos adicionales para esta zona.

El resto de las instalaciones identificadas como prestadoras del SC de CT, acorde a lo indicado en el Anexo 5, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2020.

Las instalaciones deberán realizar el proceso de verificación en los plazos que fije el Coordinador en el Calendario respectivo.

8.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

8.3.1 EDAC POR SUBFRECUENCIA

Según se indica en la sección 7.3.1, actualmente está en elaboración el “Estudio EDAC”, el que una vez finalizado deberá implementarse. Para ello, el Coordinador realizaría una licitación durante el primer semestre del año 2021, con el fin de que este nuevo esquema se encuentre implementado el segundo semestre de 2021.

Respecto al EDAC vigente, las instalaciones identificadas como prestadoras de este servicio, acorde a lo indicado en el Anexo 6, deberán mantener su respectiva prestación en conformidad con lo establecido en este informe.

8.3.2 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

a) Plan de Defensa contra Contingencias Críticas

Se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de los distintos PDCC.

Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios, acorde a lo indicado en el Anexo 6, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2020.

Las instalaciones deberán realizar el proceso de verificación en los plazos que fije el Coordinador en el Calendario respectivo.

b) Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

Según se indica en la sección 7.3 se deberá implementar el PDCE de la Zona Norte, acorde al diseño definido en el *“Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN”*, de fecha abril de 2019 y lo requerido en los Anexos a las instrucciones de implantación emanadas por el Coordinador, que se indican a continuación:

- DE00168-20 y su anexo “Implementación de Esquema de Desconexión Automática de Generación por Contingencia Extrema en el Norte Grande del SEN”.
- DE00170-20 y su anexo “Requerimientos Mínimos para la Implementación del Plan de Defensa por Contingencias Extremas”.
- DE00171-20, su anexo “Requerimientos Mínimos para la implementación del EDAG de la zona Centro-Sur para el PDCE de la Zona norte” y adenda del 15 de abril de 2020.
- DE172-20, su anexo “EDACxCEX por Coordinado” y reevaluación del EDACxCEX de la Zona Norte Grande.

Dicho plan considera lo siguiente:

- EDAC por Subfrecuencia acorde a lo indicado en la Tabla 7-1.
- EDAG por contingencia específica acorde a lo indicado en la Tabla 7-2 y Tabla 7-3.
- Diversos recursos asociados a la implementación de automatismos según se describe en la sección 7.3.3.

Al respecto, los Coordinados propietarios de las instalaciones involucradas en este plan deberán coordinarse de manera de poder licitar su ejecución el primer semestre del año 2020, considerando que debe estar operativo en diciembre de 2020.

8.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

Se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos del PRS asociados a las subcategorías de AR y EV.

Según se indica en la sección 7.4.1, la subcategoría de PA asociada a la Central Termopacífico deberá implementarse acorde a lo establecido en el PRS vigente, a más tardar el primer semestre del año 2020.

Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios (PA, AR y EV), acorde a lo indicado en el Anexo 7, comenzarán su respectiva prestación a partir del 1 enero de 2020.

Las instalaciones deberán realizar el proceso de verificación en los plazos que fije el Coordinador en el Calendario respectivo.

Anexo 1. Evaluación Económica de Utilización de BESS en el SEN – Año 2020

A. Introducción

El presente documento presenta los resultados de la evaluación económica de considerar el uso de los equipos BESS para el Control Primario de Frecuencia (CPF) en el Sistema Eléctrico Nacional, teniendo consideraciones particulares en el atributo de respuesta rápida (CPF@10s). Los casos de estudio consideran semanas representativas para el año 2020 con un horizonte de 7 días para cada una de ellas, evaluando el costo de operación del sistema eléctrico considerando el aporte de los BESS para satisfacer las restricciones asociadas al CPF y sin considerarlos, bajo 3 condiciones hidrológicas.

Junto a lo anterior, se presenta la modelación de los Servicios Complementarios de Frecuencia que se utilizó en el proceso de evaluación.

B. Modelación

i. Control Primario de Frecuencia (CPF)

Para el control primario de frecuencia se distinguen tres tipos de requerimientos:

- Control Primario de tipo “Normal” (CPFN), para fluctuaciones instantáneas asociadas a la demanda neta del sistema (demanda total menos aporte de fuentes ERV).
- Control Primario para “Contingencias” (CPFC), asociada a cumplir, ante una contingencia simple de generación en el sistema, con evitar que la caída inicial de la frecuencia alcance el umbral de actuación del primer escalón del EDAC de subfrecuencia del sistema (48.9 Hz) y garantizar llevar posteriormente la frecuencia a la banda de cumplimiento normativo post contingencia (49.3 Hz). Para esto se reconoce por el CPFC dos atributos:
 - CPF@10s: Asociada a la respuesta de las unidades a los 10 segundos para evitar la actuación del esquema EDAC, ante la caída inicial de la frecuencia.
 - CPF@5min: Asociada a la respuesta de las unidades en régimen permanente luego de la perturbación y que se evalúa en una ventana temporal de 5 minutos.

Los requerimientos de reserva primaria de frecuencia en el SEN se establecen de manera global y se definen dos casos asociados a la disponibilidad de los dispositivos BESS.

Tabla 8-1 Reservas requeridas para CPF

Caso	CPFN [MW]	CPF@5min [MW]	CPF@10s [MW]
Caso con BESS	+/-40	+287/-175 (BESS se incluyen como reserva)	+150
Caso sin BESS	+/-40	+287/-175	+215

En la modelación se ha incluido el requerimiento de CPFN y CPF@5min en una única restricción:

- $CPF+ \geq 327 \text{ MW}$ (CPFN + CPF@10s)
- $CPF- \geq 215 \text{ MW}$

Por lo tanto, existirán 2 restricciones para el Control Primario de Frecuencia, el CPF para cumplir el requisito en conjunto de tipo normal y contingencia, y el asociado a cumplir con el monto de CPF@10s. Los requerimientos de CPF de subida (CPF+) y CPF@10s, son inclusivos entre ellos, es decir, que el margen de reserva puede compartirse. Sin embargo, sus restricciones de requerimiento global deben satisfacerse de manera independiente. Para cumplir con lo anterior se incorporan las siguientes variables en el modelamiento, los cuales no se incluirán dentro de la modelación de objetos de reservas en Plexos, pero si como restricciones genéricas:

- CPF_{RSi} : Capacidad asignada de Control Primario de Frecuencia de subida a 5 min de la unidad i.
- $CPFR_i$: Capacidad asignada de Control Primario Rápido de Frecuencia a 10 s de la unidad i.

Para cada una de las variables anteriores y para el objeto de reserva primaria de bajada ($R_{CPF_{LW}_{it}}$) se incorpora las restricciones de máxima capacidad de regulación por atributo:

$$0 \leq CPF_{RS_{it}} \leq \overline{CPF_{RS_t}}, \quad \forall t \in T$$

$$0 \leq CPFR_{it} \leq \overline{CPFR_t}, \quad \forall t \in T$$

$$0 \leq R_{CPF_{LW}_{it}} \leq \overline{CPF_{LW_t}}, \quad \forall t \in T$$

Además, en todo momento se debe cumplir que el valor de las variables incorporadas debe estar contenido en el margen de reserva primaria real que está aportando cada unidad y que está modelado como objeto reserva en Plexos:

$$0 \leq CPF_{RS_{it}} \leq R_{CPF_{RS_{it}}}, \quad \forall t \in T$$

$$0 \leq CPFR_{it} \leq R_{CPF_{RS_{it}}}, \quad \forall t \in T$$

Finalmente se debe asegurar el cumplimiento de los requerimientos globales asociadas:

$$\sum_i CPF_{RS_{it}} \geq REQ_{CPF_{+t}}, \forall t \in T \begin{cases} REQ_{CPF_{+t}} = 327 [MW], \text{ con BESS} \\ REQ_{CPF_{+t}} = 327 [MW], \text{ sin BESS} \end{cases}$$

$$\sum_i CPFR_{it} \geq REQ_{CPFR_t}, \forall t \in T \begin{cases} REQ_{CPFR_t} = 150 [MW], \text{ con BESS} \\ REQ_{CPFR_t} = 215 [MW], \text{ sin BESS} \end{cases}$$

$$\sum_i R_{CPF_{LW}_{it}} \geq REQ_{CPF_{-t}}, \forall t \in T \begin{cases} REQ_{CPF_{-t}} = 215 [MW], & \text{con BESS} \\ REQ_{CPF_{-t}} = 215 [MW], & \text{sin BESS} \end{cases}$$

ii. Control Secundario de Frecuencia (CSF)

El CSF corresponde al margen de reserva que entregan las unidades que están operando en AGC para cumplir el requerimiento asociado a las variaciones intrahorarias de la demanda neta del sistema.

Los requerimientos de reserva secundaria en el SEN se establecen de manera global:

Tabla 8-2 Reservas requeridas para CSF.

CSF	Reserva [MW]
CSF+	120
CSF-	120

Este requerimiento es modelado directamente con los objetos de reserva que proporciona Plexos, estableciendo un objeto reserva para cada dirección del requerimiento.

Para cada margen de reserva de las unidades, se incorporan las restricciones de máxima capacidad de regulación:

$$R_{CSF_{RS_{it}}} \leq \overline{CSF_{RS_{it}}}, \quad \forall t \in T$$

$$R_{CSF_{LW_{it}}} \leq \overline{CSF_{LW_{it}}}, \quad \forall t \in T$$

Cumplimiento de los requerimientos globales asociados:

$$\sum_{it} R_{CSF_{RS_{it}}} \geq REQ_{CSF+t}, \quad \forall t \in T$$

$$\sum_{it} R_{CSF_{LW_{it}}} \geq REQ_{CSF-t}, \quad \forall t \in T$$

iii. Control Terciario de Frecuencia (CTF)

El CTF corresponde al margen de reserva que entregan las unidades para cumplir el requerimiento asociado a parte de las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda neta.

Los requerimientos de reserva terciaria en el SEN se establecen de manera global y varían de acuerdo a bloques horarios:

Tabla 8-3 Reservas requeridas para CTF.

	Bloque Horario	Reserva [MW]
CTF	Bloque 1: 21:00 PM – 06:00 AM	+162 / -156
	Bloque 2: 06:00 AM – 10:00 AM	+224 / -256
	Bloque 3: 10:00 AM – 17:00 PM	+143 / -158
	Bloque 4: 17:00 PM – 21:00 PM	+316 / -270

La reserva terciaria de subida puede ser aportado por las unidades que se encuentran E/S y F/S. Para cada estado, las unidades tienen una máxima capacidad de regulación diferente.

Para cada uno de estos objetos de reserva terciaria de subida y bajada, se incorpora las restricciones de máxima capacidad de regulación:

$$0 \leq R_{CTFON_{RS_{it}}} \leq \overline{CTF_{ON_{RS_{it}}}}, \quad \forall t \in T$$

$$0 \leq R_{CTFOFF_{RS_{it}}} \leq \overline{CTF_{OFF_{RS_{it}}}} \cdot (\mu - 1), \quad \forall t \in T$$

$$0 \leq R_{CTFLW_{it}} \leq \overline{CTF_{LW_{it}}}, \quad \forall t \in T$$

Cumplimiento de los requerimientos globales asociados:

$$\sum_i R_{CTFON_{RS_{it}}} + \sum_{it} R_{CTFOFF_{RS_{it}}} \geq REQ_{CTF+t}, \quad \forall t \in T$$

$$\sum_i R_{CTFLW_{it}} \geq REQ_{CTF-t}, \quad \forall t \in T$$

Donde:

μ : Variable que representa el estado de la unidad: $1 \rightarrow E/S$ y $0 \rightarrow F/S$.

C. Resultados de la Evaluación

Para cada semana, y condición hidrológica estudiada, se simuló la operación del sistema sin considerar los equipos BESS en el aporte de reserva, luego, se realizó la misma simulación considerándolos. Con esto, se puede calcular el sobre costo de operación del sistema al no tener disponibles los equipos BESS, con la expresión:

$$\Delta Costo de Operación_{semanal} = Costo Total_{semanal_sin_BESS} - Costo Total_{semanal_con_BESS}$$

Los resultados se resumen en el cuadro siguiente:

Tabla 8-4 Resultados simulaciones.

Semana	Hidrología (Pbb, de excedencia)	$\Delta Costo de Operación_{semanal}$	$Costo Total_{semanal_con_BESS}$	$Costo Total_{semanal_sin_BESS}$
Enero	90%	44.43 [kUSD]	29202.64 [kUSD]	29247.07 [kUSD]
	50%	18.20 [kUSD]	24369.01 [kUSD]	24387.21 [kUSD]
	20%	-95.05 [kUSD]	19564.64 [kUSD]	19469.59 [kUSD]
Abril	90%	132.99 [kUSD]	35565.08 [kUSD]	35698.07 [kUSD]
	50%	169.59 [kUSD]	29830.51 [kUSD]	30000.10 [kUSD]
	20%	176.63 [kUSD]	27703.18 [kUSD]	27879.81 [kUSD]
Julio	90%	153.74 [kUSD]	32413.26 [kUSD]	32567.00 [kUSD]
	50%	-19.66 [kUSD]	20463.43 [kUSD]	20443.76 [kUSD]
	20%	-2.71 [kUSD]	14258.63 [kUSD]	14255.92 [kUSD]

Semana	Hidrología (Pbb, de excedencia)	$\Delta \text{Costo de Operación}_{\text{semanal}}$	$\text{Costo Total}_{\text{semanal_con_BESS}}$	$\text{Costo Total}_{\text{semanal_sin_BESS}}$
Octubre	90%	7.98 [kUSD]	36436.91 [kUSD]	36444.90 [kUSD]
	50%	35.14 [kUSD]	30540.93 [kUSD]	30576.07 [kUSD]
	20%	24.27 [kUSD]	24588.60 [kUSD]	24612.87 [kUSD]

*El GAP de convergencia utilizado corresponde a 100000 [USD].

Los valores negativos de la tabla anterior se producen porque la convergencia del modelo no es precisa. Para efectos de la evaluación los valores negativos pueden considerarse como nulos.

D. Estimación del Ahorro Esperado y su Distribución

En base a la muestra de escenarios semanales para las 3 condiciones hidrológicas seleccionadas, se procedió a generar una estimación del ahorro anual esperado para el sistema siguiendo una estrategia combinatorial al interior de los trimestres: marzo-abril-mayo, junio-julio-agosto, septiembre-octubre-noviembre, diciembre-enero-febrero. Luego, dentro del período comprendido por los meses de marzo a agosto, se seleccionaron las semanas siguiendo la lógica del período de independencia hidrológica, es decir seleccionando de manera equiprobable los escenarios semanales correspondientes. Una vez establecidas esas secuencias para el período de independencia hidrológica, se caracterizó cada una de las secuencias dependiendo del escenario hidrológico que más se repetía y con esto se condicionaron los escenarios del período de incertidumbre reducida (período de deshielo), repitiendo en ese período la condición hidrológica característica.

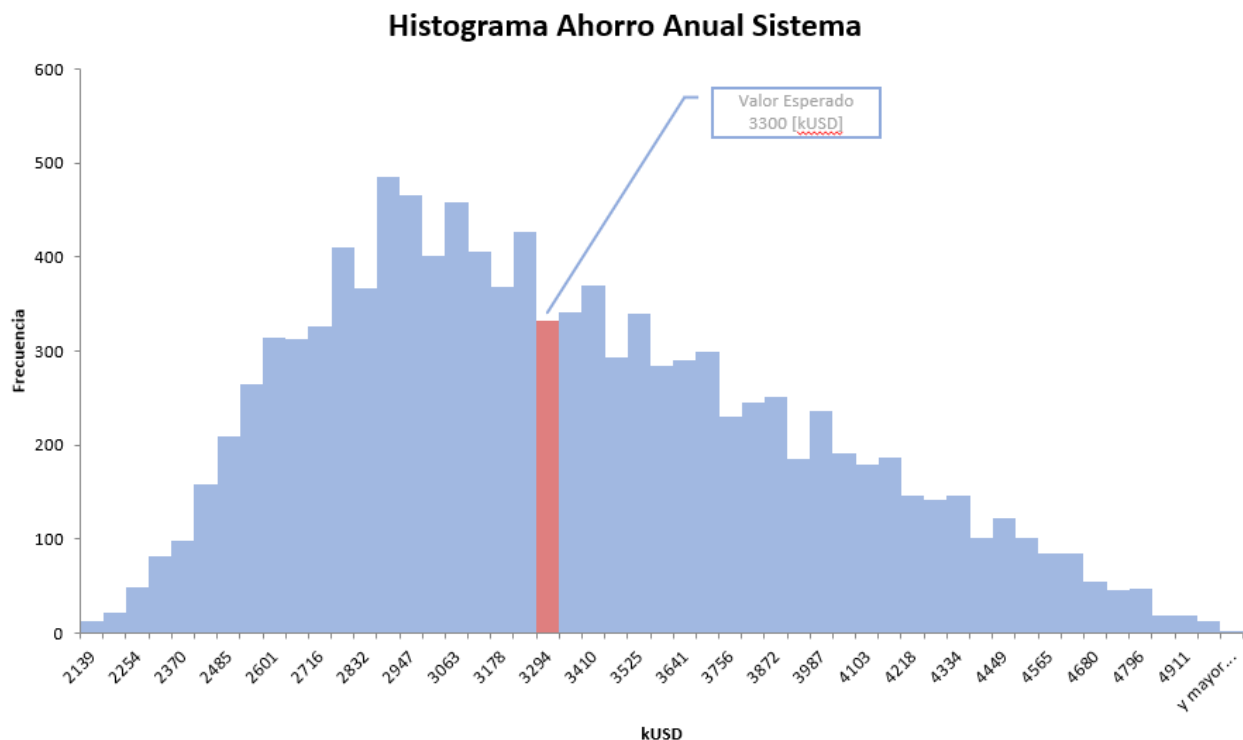


Figura 51. Histograma ahorro anual del sistema por contar con capacidad instalada de 50 MW de BESS participando del CPF

E. Estimación Anualidad Inversión, Verificación y Mantenimiento Equipos BESS

Tomando los valores de inversión, verificación y mantenimiento contenidos en el estudio de costos publicado mediante la carta DE05296-19 del 30 de septiembre de 2019, podemos identificar los siguientes valores:

Tabla 8-5 Costos Inversión, Verificación y mantenimiento equipos BESS (Estudio de Costos).

Instalaciones	Inversión [kUSD]	Mantenimiento Anual [kUSD]	Verificación [kUSD]
BESS=2MW	\$2,435.781	\$24.937	\$27.588
BESS=12,8MW	\$11,478.998	\$117.894	\$27.588
BESS=20MW	\$19,229.513	\$252.713	\$27.588

En base a esta información se puede determinar un valor equivalente para los costos de inversión y mantenimiento de un monto de 50 MW de capacidad instalada en equipos BESS. Los valores determinados son:

Tabla 8-6 Costo Inversión y mantenimiento para 50 MW de capacidad instalada en BESS

Inversión [kUSD]	Mantenimiento Anual [kUSD]
\$47,813. 906	\$591,474

En consecuencia, los valores de la anualidad de inversión, verificación y mantenimiento para distintas tasas de retorno y vida útil de la instalación, se puede calcular y se presenta en las siguientes tablas:

Tabla 8-7 Anualidad Inversión, Verificación y mantenimiento para vida útil de 15 años

Tasa	Anualidad Inversión [kUSD]	Anualidad mantenimiento [kUSD]	Anualidad Total [kUSD]
10%	\$6,286	\$591.47	\$6,878
9%	\$5,932	\$591.47	\$6,523
8%	\$5,586	\$591.47	\$6,178
7%	\$5,250	\$591.47	\$5,841
6%	\$4,923	\$591.47	\$5,515

Tabla 8-8 Anualidad Inversión, Verificación y mantenimiento para vida útil de 20 años

Tasa	Anualidad Inversión [kUSD]	Anualidad mantenimiento [kUSD]	Anualidad Total [kUSD]
10%	\$5,616	\$591.47	\$6,208
9%	\$5,238	\$591.47	\$5,829
8%	\$4,870	\$591.47	\$5,461
7%	\$4,513	\$591.47	\$5,105
6%	\$4,169	\$591.47	\$4,760

F. Resultados y Conclusiones

En base a los análisis y valores determinados precedentemente, se puede demostrar que el monto de la anualidad de la inversión, verificación y mantenimiento supera con creces para todos los valores presentados en la Tabla 8-7 y Tabla 8-8. La siguiente figura esquematiza lo anteriormente descrito, mostrando algunos valores asociados a distintas tasas de retorno para una vida útil de 15 años.

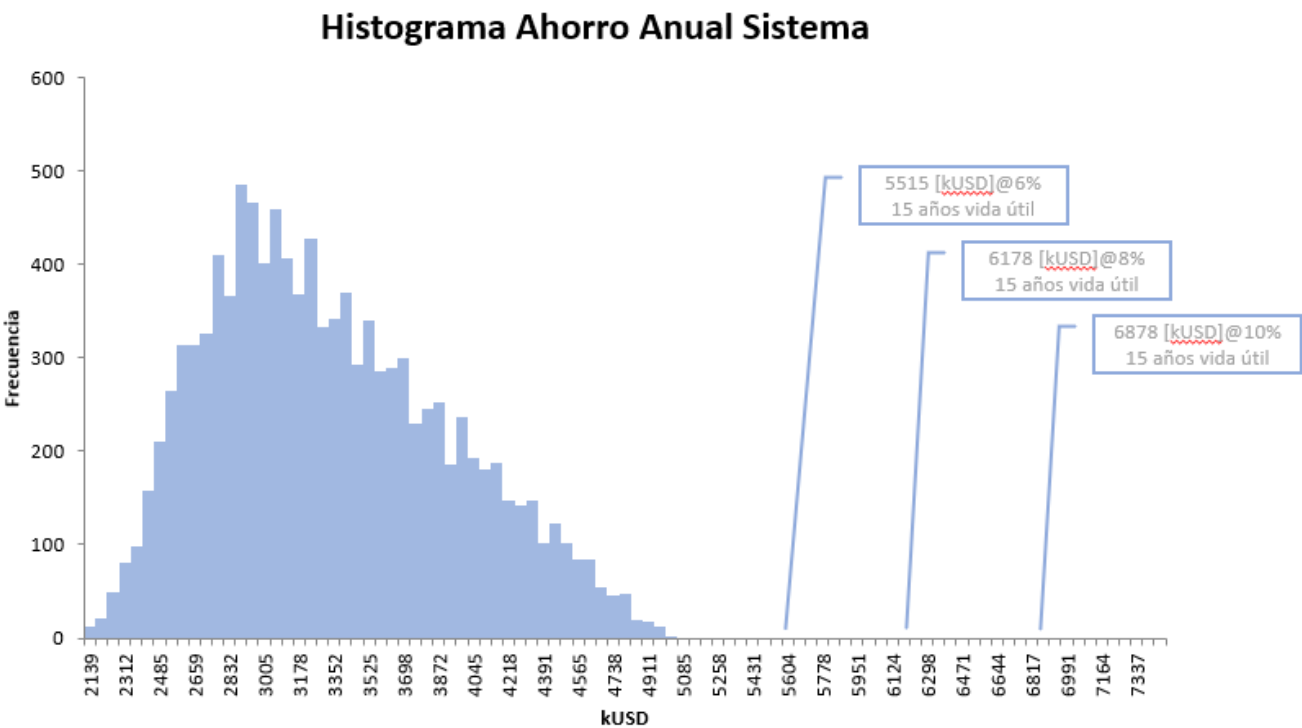


Figura 52. Comparación Histograma ahorro anual del sistema por contar con capacidad instalada de 50 MW de BESS participando del CPF y anualidad inversión, verificación y mantenimiento de dicha capacidad de BESS.

Por lo tanto, económicamente no resulta eficiente para el sistema pagar una anualidad de ese orden de magnitud dado que los ahorros en el costo de operación del sistema que se derivan de esa prestación son inferiores a este costo.

Anexo 2. Análisis Técnico del Requerimiento de Control Rápido de Frecuencia

Con el fin de determinar si se requiere un servicio complementario de Control Rápido de Frecuencia, el cual posee un tiempo de despliegue máximo de 1 s, es que se han realizado diversas simulaciones para evaluar el comportamiento de la frecuencia del sistema para distintos valores de inercia en el Sistema.

Se observa que a menor inercia presente en el sistema, la tasa de caída de frecuencia aumenta y por ende el tiempo en el que se alcanza el valor mínimo de la excursión de frecuencia se ve reducido. Lo anterior, se vuelve crítico cuando dicho tiempo se reduce a valores en los cuales el CPF no es capaz de actuar y por lo tanto se requeriría de un eventual servicio de Control Rápido de Frecuencia.

Lo anterior se presenta gráficamente en la Figura 53.

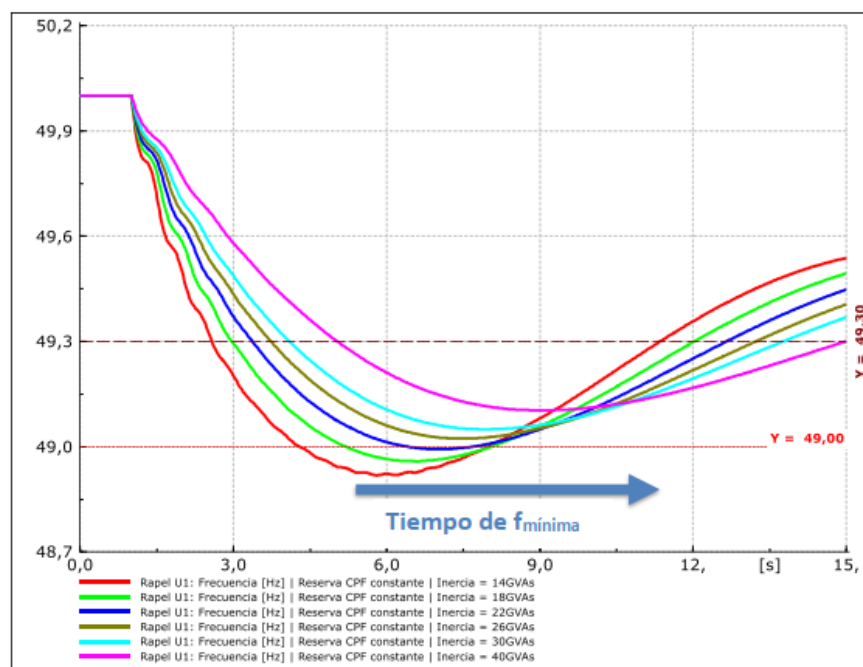


Figura 53. Comportamiento de la frecuencia ante una desconexión intempestiva.

Mediante análisis de las variables que se presentan en el SEN actualmente, basados en la formulación realizada en el marco del “*Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin Centrales a Carbón Parte 2: Operación del SEN*”⁴⁴, se ha determinado el siguiente comportamiento para el tiempo en el que se alcanza la mínima frecuencia en función de la inercia.

En la figura anterior se debe considerar que la frecuencia mínima considerada como admisible es 48.9 Hz, valor al que está ajustado el primer escalón de activación de los EDAC por Subfrecuencia.

⁴⁴ El informe se puede descargar del siguiente link: <https://www.coordinador.cl/wp-content/old-docs/2019/01/20181230-Estudio-OPyDES-sin-carb%C3%B3n-Parte2.pdf>

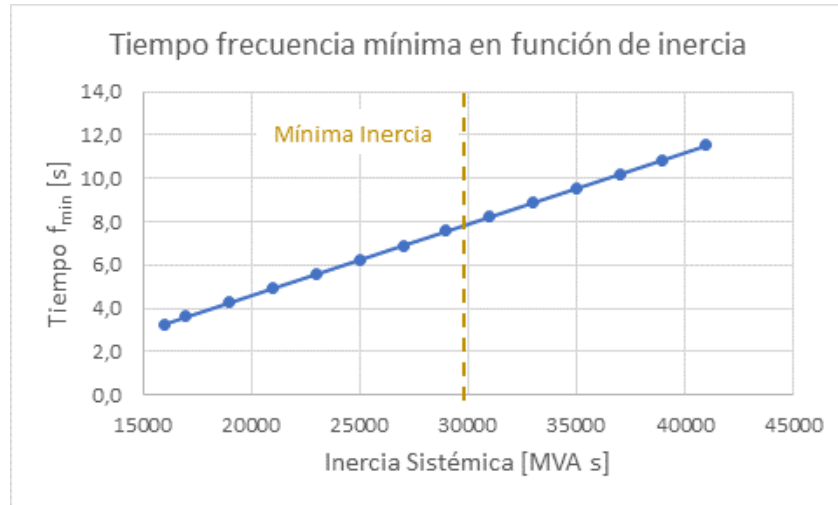


Figura 54. Comportamiento tiempo frecuencia mínima vs inercia.

Luego, en los predespachos utilizados para los estudios de operación esperada del SEN, se verifica que la inercia mínima del sistema se encuentra en torno a los 30 GVA s. Con este valor de inercia y utilizando la curva de la Figura 54 se obtiene que el tiempo en el cual se alcanza la frecuencia mínima es de aproximadamente 8 s. Considerando que el CPF debe activarse en un 100% en un tiempo inferior a 10 s, es posible concluir que un adecuado dimensionamiento de la reserva, tal que a los 7 s sea capaz de frenar la pendiente de caída de la frecuencia, permitirá operar de manera segura y confiable el sistema, sin la necesidad de un CRF con tiempo de actuación de 1 s.

Por otro lado, los análisis confirman que los requerimientos de CPF se incrementarán significativamente en la medida que la inercia del sistema vaya disminuyendo.

Adicionalmente, se sensibilizaron los escenarios de análisis, partiendo por un enfoque conservador donde el total de las reservas para el CPF se asignó a unidades hidráulicas, bajo supuestos de disponibilidad de todas las unidades en un nivel de despacho cercano al 50% de su potencia máxima, alcanzando montos de despliegue de reserva a los 10 segundos del orden de los 580 MW. La simulación de la respuesta de estas unidades ante una variación rápida de frecuencia se presenta en la siguiente figura:

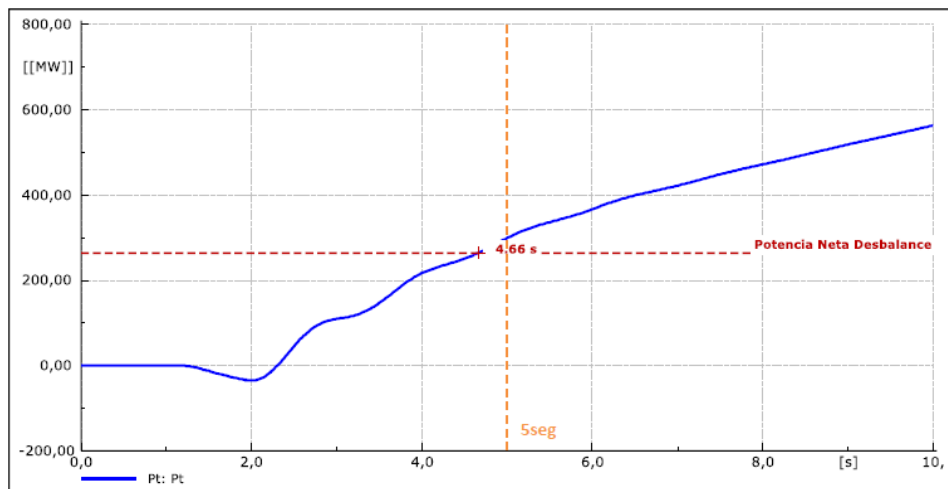


Figura 55. Simulación despliegue reserva CPF en función del tiempo.

La figura muestra que el aporte de la potencia neta de desbalance puede ser desplegada por estas unidades en un tiempo mayor o igual a 5 segundos.

Teniendo en cuenta que el tiempo mínimo para aportar la potencia de desbalance es de 5 segundos, es posible establecer de la curva de la Figura 55, el nivel de inercia para el cual este tiempo permitirá contar con una respuesta en frecuencia admisible. Bajo estas condiciones el valor de inercia mínima de operación del sistema sería de 21000 MVA s. Por debajo de este valor de inercia y en un escenario donde la totalidad de las reservas de CPF se asigne a unidades hidráulicas sería necesario contar con un monto de CRF (a definir) para atender contingencias de gran magnitud.

En caso de contar con reservas para CPF de naturaleza mixta, distribuida tanto en unidades térmicas como hidráulicas, en las simulaciones realizadas para distintos niveles de inercia no se encuentra un nivel a partir del cual se presente un requerimiento de CRF. En este contexto, resulta que la conveniencia de implementar un control rápido de frecuencia estará sujeto a la determinación del costo relativo entre la capacidad de CRF y CPF (medida en MW). Dicha evaluación, a su vez está sujeta al nivel de inercia presente en el sistema ya que ésta modifica la eficiencia del CRF por sobre el CPF y en consecuencia la evaluación económica de su implementación.

Anexo 3. Metodología para el Análisis de Condiciones de Competencia

El objetivo del análisis de condiciones de competencia es identificar cuáles son los factores que podrían alejar la asignación económica de un equilibrio de mercado competitivo y determinar la existencia o no de poder de mercado en el mercado relevante definido⁴⁵.

Antes de definir cualquier medición de concentración o poder de mercado, es fundamental determinar el mercado relevante del cual se está hablando, ya que es éste el que circunscribe el contexto en el cual se desenvuelve una firma determinada y, por ende, los competidores que enfrentará.

El mercado relevante puede ser definido como “(...) un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado”⁴⁶. Por su parte, el poder de mercado se entiende como la habilidad de una firma para elevar los precios sobre un nivel competitivo de forma rentable⁴⁷ y en general en distintos mercados se ha buscado aproximar la existencia de poder de mercado por medio de la aplicación tanto de índices (Market Share, HHI, Residual Supply Index u otros) como de modelos de comportamiento estratégico.

Es importante tener presente que existen algunas de variantes en la definición de poder de mercado, las cuales tratan de explicitar en forma más precisa cual es el mercado de análisis. Por ejemplo, la siguiente definición establece que “El poder de mercado se define como la habilidad de una empresa o grupo de empresas para alterar rentablemente los precios por sobre los niveles de competitividad por un período significativo de tiempo”. En esta definición, el Depto. de Justicia de US (DOJ) y la Federal Trade Commission (FTC), consideran como período significativo uno o dos años. En el caso de Reino Unido, la agencia reguladora Ofgem (The Office of Gas and Electricity Markets) también reconoce la duración del poder de mercado. De manera similar la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en Estados Unidos reconoce esta dimensión temporal en la definición de mercado, especialmente tomando en consideración el hecho que, en mercados complejos como es el caso del mercado eléctrico, las situaciones de potencial poder de mercado pueden aparecer constantemente. En particular, poder de mercado en sistemas eléctricos es una directa consecuencia de restricciones de transmisión que reduce los mercados relevantes, baja capacidad de almacenamiento de electricidad y la baja elasticidad de la demanda por electricidad.

I. Índices Estáticos

Una de las herramientas más utilizadas por su facilidad de implementación son índices estáticos relacionados con la concentración de agentes en el mercado. La facilidad de utilización de estos índices contrasta con la efectividad para realmente analizar los niveles de competencia. Es por lo tanto importante reconocer las limitaciones de estos índices, particularmente para aplicaciones asociadas a los mercados eléctricos. Sin embargo, al revisar las metodologías utilizadas por diversas agencias y unidades de monitoreo de mercado,

⁴⁵ Para un mayor análisis ver “Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el mercado de SSCC”, DICTUC, marzo 2019. Disponible en <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/>.

⁴⁶ Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10

⁴⁷ “Market power is a crucial concept in the economics of competition law. It refers to the ability of a firm to raise price above some competitive level – the benchmark price – in a profitable way.”. Motta (2004), Competition Policy: Theory and Practice. Cambridge: Cambridge University Press, Chapter 2: Market Power and welfare: Introduction, p.40.

índices estáticos sí son utilizados de manera extensiva, teniendo el cuidado necesario de considerarlos como un elemento más a considerar para evaluar las condiciones de competencia.

a) Market Share

Consiste una métrica simple que expresa el porcentaje del mercado que es entregado por una misma firma respecto al tamaño total del mercado. Para entregar más detalles sobre la competitividad a mercado, a menudo se utiliza para calcular *Concentration Ratios*, los cuales consisten en la porción de mercado que es controlado por los n agentes más grandes. Matemáticamente el indicador queda definido por:

$$MS_i = \frac{c_i}{\sum_{i=1}^N c_i}$$

donde c_i representa la capacidad de la empresa i .

b) Herfindahl-Hirschman Index (HHI)

Esta métrica se define como la suma de los cuadrados del *Market Share* de todos los agentes en el mercado, con un valor máximo de 10.000 para el caso de un mercado monopolístico. El objetivo es entregar una idea de la distribución relativa del mercado entre los agentes que lo componen. De este modo, un HHI alto indica una gran concentración de mercado, ya que indicaría que existen pocas firmas (cada una con un gran porcentaje del total), o bien, existen grandes diferencias entre la penetración de mercado de cada firma, por ejemplo, una empresa grande con gran participación junto a muchas empresas pequeñas. Matemáticamente el indicador queda definido por:

$$HHI = \sum_{i=1}^N MS_i^2$$

donde MS_i es el market share de la empresa i .

c) Pivotal Supplier Indicator (PSI)

Este indicador busca medir el potencial poder de mercado considerando la oferta y la demanda, para esto se analiza para cada generador qué tan necesario (pivotal) es para servir la demanda, revisando para cada hora si es que la capacidad total del sistema sin el generador es mayor o no a la demanda. De esta forma, para cada hora el PSI funciona como un indicador binario sobre si el generador es pivotal (1) o no (0). Usualmente, se considera un espacio de tiempo mayor y se considera el porcentaje del tiempo en que cierta unidad es pivotal para el sistema.

d) Residual Supply Index (RSI)⁴⁸

Posee un cálculo similar al PSI, pero no se expresa de forma binaria, el indicador RSI mide el porcentaje de la demanda que se puede satisfacer sin considerar la capacidad de los i generadores más relevantes. Lo anterior queda expresado en la fórmula:

⁴⁸ El RSI fue desarrollado por Anjali Sheffrin para el California Independent System Operator (CAISO), y fue presentado en un workshop de monitoreo de mercado de la FERC (FERC Market Monitoring Workshop) en el año 2002. Presentación disponible en https://www.caiso.com/Documents/PredictingMarketPowerUsingResidualSupplyIndex_AnjaliSheffrin_FERCMarketMonitoringWorkshop_December3-4_2002.pdf.

$$RSI_i = \frac{\text{Total capacity} - \text{Supplier } i\text{'s relevant capacity}}{\text{Total demand (Plus Ancillary Services)}}$$

De este modo, si es que el RSI es mayor a 100% significa que el resto de los agentes poseen capacidad suficiente para satisfacer el mercado y, por lo tanto, estos i agentes deberían tener poca influencia en el mercado. Usualmente se realiza en mercados como CAISO y PJM, en donde se utiliza el *Three Pivotal Supplier Test* que en la práctica resulta ser un RSI3.

II. Otros Indicadores

a) Rentas Pivotales

La metodología de rentas pivotales se puede resumir, brevemente, como la forma de determinar las rentas económicas de las firmas en cualquier mecanismo que asigne eficientemente los recursos⁴⁹.

El análisis de rentas pivotales toma en cuenta la oferta y la demanda, así como los precios a los que las cantidades son ofertadas en caso de “withhold” por parte de un agente. Por otro, provee información que es relevante para cualquier mecanismo utilizado. A pesar de esto, dos consideraciones son necesarias. Por un lado, las rentas indicadas por esta metodología son una cota inferior de lo que se obtendrá en la práctica, por lo que la existencia de condiciones de competencia y por lo tanto una subasta, sólo se verán justificadas si el mecanismo está bien diseñado y su costo se acerca a esta cota. Por otro y como cualquier indicador que se desee construir y tenga significado económico, los indicadores son sensibles a la especificación que se haga de los agentes de la industria y sus funciones de costo.

Lo anterior es relevante y los resultados de cada una de las metodologías analizadas deben ser ponderadas con sumo cuidado, debido a la inexistencia de una metodología robusta, que entregue resultados confiables en todos los casos. Esto es incluso válido para problemas económicos más simples, con bienes homogéneos y forma de competencia estándar. En el caso eléctrico, y dadas las características del sistema físico asociado, esto es aún más cierto. Las complejidades inherentes a un bien no almacenable, que debe satisfacer una demanda en tiempo real, y donde hay restricciones físicas en la red de transmisión y sistemas de generación, implican que un indicador puede entregar indicios equivocados en ciertas situaciones.

Por tanto, no se puede confiar en un solo indicador sino en un set de los mismos y también en el modelamiento del sistema eléctrico nacional, partiendo por un sistema más simple y luego complejizándolo, incorporando restricciones físicas de la red de transmisión, entre otros.

La aplicación de la metodología de rentas pivotales para los productos de SSCC asociados a reservas se complejiza por la interdependencia entre el mercado de reserva y el de energía. Más aún, en el caso chileno, debe considerarse que en el mercado de energía existen costos auditados y no un proceso de subasta. La existencia de este mercado, cuyo producto presenta grados de sustitución importantes con el mercado de reservas, requiere tener un cuidado especial al considerar el costo del sistema cuando la firma i no oferta. En el caso chileno, se asume que la empresa puede restarse de la subasta por reservas, pero no puede dejar de participar en el mercado de energía. Por esto se propone considerar una versión más compleja de rentas pivotales, que incluye energía y reservas, definidas de la siguiente forma:

⁴⁹ Una descripción detallada y la fundamentación matemática se puede encontrar en Informe “Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el mercado de SSCC”, DICTUC, marzo 2019 y siguientes, disponibles en la página web del Coordinador.

$$\pi_i = \left[\begin{array}{l} \min \sum_{j=1}^N c_j(P_j, R_j) \\ \text{s.t.} \sum_{j=1}^N P_j = P \\ \sum_{j \neq i} R_j \geq R \\ R_i = 0 \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \min \sum_{j=1}^N c_j(P_j, R_j) \\ \text{s.t.} \sum_{j=1}^N P_j = P \\ \sum_{j=1}^N R_j \geq R \end{array} \right]$$

Por simplicidad, se considerará una versión donde los costos de producción son separables y sujetos a una restricción de capacidad. Esto se refleja en la ecuación a continuación, donde la función $c_{j,P}(P_j)$ se considera conocida de antemano, dado que los costos son auditados, mientras que la función $c_{j,R}(R_j)$, para efectos de este análisis de rentas pivotales, será considerada idénticamente cero.

$$c_j(P_j, R_j) = c_{j,P}(P_j) + c_{j,R}(R_j)$$

Sobre las rentas pivotales cabe destacar que las rentas en una subasta pueden provenir de dos fuentes: las rentas provenientes de lo que se considera eficiente para el mercado y aquellas provenientes de la capacidad que posee una firma para manipular los precios. Dado esto, se definen las Rentas de Eficiencia $\pi_{i,E}$ como aquellas que obtendría una firma en caso de ser remunerada a precio uniforme con información completa:

$$\pi_{i,E} = P * Q_i^* - c_i(q_i^*)$$

Donde P corresponde al precio sombra del problema del Operador del Sistema. Usando la identidad se obtiene la descomposición de las Rentas Pivotales en Rentas Pivotales de Eficiencia y **Rentas Pivotales de Poder de Mercado** $\pi_{i,PM}$.

Nótese que el análisis de rentas pivotales que fue descrito anteriormente puede realizarse también considerando sólo las rentas de poder de mercado. Cada uno de los análisis corresponde a comparar con un Caso Base distinto. Si se consideran todas las rentas pivotales, se está comparando con un Operador que puede mandar las empresas a proveer el servicio a un costo similar al auditado. Por otro lado, si se consideran sólo las rentas de poder de mercado, se está comparando con un Operador que adjudica basado en un modelo de costo auditado a precio uniforme, similar al mercado de energía.

Es por lo anterior, que resulta de interés analizar ambas rentas por separado, para lo cual se definen los siguientes índices que comparan la magnitud del total de rentas del sistema con el costo que el Operador observa por proveer el servicio asociado a este mercado $C(*)$, es decir, indica cuántas veces ese costo deberá pagar el Operador en forma adicional por ese servicio.

- Índice de Rentas Pivotales Totales (**RPT**): $RPT = \frac{\sum_i \pi_i}{C(*)}$
- Índice de Rentas Pivotales de Poder de Mercado Totales (**RPPMT**): $RPPMT = \frac{\sum_i \pi_{i,PM}}{C(*)}$

Como las restricciones de operación físicas del sistema eléctrico, como por ejemplo sistemas de transmisión en detalle, sistema hídrico o variabilidad intertemporal agregan potencial de poder de mercado, el no descarte

de condiciones de competencia resultado de estos tests resultan en condición necesaria, pero no suficiente, para la existencia de condiciones de competencia en la práctica.

El indicador de rentas pivotaes es, por lo tanto, una mejora por sobre los indicadores ya existentes. Toma en cuenta el nivel de importancia relativo (para cubrir la demanda) de cada firma, y también los costos generados por el *withholding* de una firma, lo que permite estimar su poder de mercado. Además, estas estimaciones no están relacionadas con el mecanismo específico utilizado, sino con las condiciones iniciales de un mercado específico.

En específico, para el test de pivotalidad se utilizó la versión relajada convexa de un modelo de predespacho y para este modelo de optimización se utilizó un horizonte de 1 semana representativa por estación, obteniendo un horizonte total de 28 días con resolución horaria.

Además, se consideró un factor de planta con resolución horaria para el caso de energías renovables: solar, eólica e hídrica de pasada. Unido a los costos del agua, costos de encendido y costos de combustible proyectados a los años requeridos en base a sus valores reales para las semanas seleccionadas.

De este modo, para calcular las rentas pivotaes de una empresa i dentro de un producto k , se deberán seguir los siguientes pasos:

- Calcular el **costo de la asignación eficiente**, correspondiente a la solución óptima del caso base.
- Retirar a la empresa i del producto k , es decir, igualar a cero su capacidad de proveer ese producto y obtener la nueva solución óptima. Esto representa el **costo de la asignación con capacidad cero** para esta empresa.
- La resta entre el costo de la asignación con capacidad cero y la asignación eficiente da como resultado la **renta pivotal** de la empresa i en el producto k .
- Adicionalmente, la **renta de eficiencia** es calculada de la forma descrita en este capítulo utilizando las variables obtenidas para las unidades de esta empresa i en la solución óptima de la asignación eficiente.
- Finalmente, la **renta pivotal de poder de mercado** se calcula restando la renta pivotal con la renta de eficiencia obtenidas para esta empresa i .
- Adicionalmente, es posible construir los índices RPT y RPPMT para un producto cuando el proceso anterior es realizado para varias empresas, para lo cual se deben seguir los siguientes pasos:
 - a) Calcular el **costo del producto k** para el sistema, el cual se obtiene de la resta entre el costo de la asignación sin el requerimiento y el costo de la asignación eficiente. Para obtener el costo de la asignación sin el requerimiento es necesario igualar a cero este valor y encontrar la nueva solución óptima.
 - b) Calcular el **índice RPT** como la fracción entre la suma de las rentas pivotaes de las empresas y el costo del producto.
 - c) Calcular el **índice RPPMT** como la fracción entre la suma de las rentas pivotaes de poder de mercado de las empresas y el costo del producto.

Anexo 4. Instalaciones que Participan del SC de Control de Frecuencia

Ver archivo excel *control de frecuencia.xls*

Anexo 5. Instalaciones que Participan del SC de Control de Tensión

Ver archivo Excel *Control de Tensión.xls*

Anexo 6. Instalaciones que Participan del SC de Control de Contingencia

Ver archivo Excel *Control de Contingencias.xls*

Anexo 7. Instalaciones que Participan del SC de Plan de Recuperación de Servicio

Ver archivo Excel *Plan de Recuperación de Servicio.xls*

Anexo 8. Esquema observado del mercado de subastas

Al momento de realizar sus ofertas, los agentes deben internalizar los costos directos de provisión de las reservas, así como también los costos de oportunidad. Esto último implica que se debe estimar el valor del costo marginal con tal de determinar el valor final de la oferta, el que finalmente dependerá, de igual manera, de la probabilidad de existencia de sobrecostos, ya que estos no son remunerados al tratarse de adjudicación mediante subastas.

Así, en caso de realizar una oferta eficiente, entendida esta como una que revela sus verdaderos costos, los agentes internalizarán las siguientes variables:

- Costos directos de la unidad i en la hora h en los que se incurre por desviarse del punto óptimo de operación: $CDF_{i,h}$
- Costos directos de la unidad i en la hora h en los que se incurre al cambiar el punto de operación: $CD_{i,h}$
- Valor esperado del costo marginal real en la barra de inyección de la unidad i durante la hora h : $E(CMg_{i,h})$
- Costo variable de la unidad: $CV_{i,h}$
- Capacidad esperada adjudicada del servicio j : $E(MWAdj_{i,j,h})$
- Factor de uso esperado en la activación por hora del servicio j : $E(FA_{i,j,h})$
- Premio por riesgo por el servicio j , el cual podría ser aditivo o multiplicativo, pero en este caso se considerará multiplicativo: $\delta_{i,j,h}$

Ahora bien, dado que el tipo de remuneración depende de si se trata de servicios de subida o bajada, el proceso de formación de precios asociado a la oferta por cada servicio j ($Bid_{i,j,h}$) se analizará por separado cuando se trata de servicios por sub o sobrefrecuencia.

1. Servicios de subida

La remuneración de los servicios de subida corresponde solo a disponibilidad, siendo la activación remunerada como energía al valor del costo marginal en la barra de inyección de la unidad respectiva ($CMg_{i,h}$).

De esta manera, de ser adjudicado, un participante recibirá el valor ofertado a todo evento por la disponibilidad de los recursos, teniendo un ingreso adicional equivalente al costo marginal en caso de que se active el servicio.

A este respecto, existen dos escenarios posibles, uno en el cual el $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$, y por lo tanto se espera que la unidad se encuentre generando a plena carga ($PC_{i,h}$) o carga intermedia en caso de ser la unidad marginal; y otro en el cual $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$, en cuyo caso se esperaría que la unidad generadora sea instruida a generar a mínimo técnico ($MT_{i,h}$).

Ambos casos difieren significativamente respecto a la formación de precios, ya que en el segundo se deben internalizar los sobre costos esperados dentro del precio ofertado, mientras que en el primero solo se involucra la estimación del costo de oportunidad.

- a) $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: Para simplicidad del análisis, se asumirá que en esta condición siempre se estará generando a $PC_{i,h}$. En esta situación, por tanto, de ser adjudicado un oferente, este pasaría de generar $PC_{i,h}$ a generar $PC_{i,h} - MWAdj_{i,j,h}$ con tal de tener disponible como reserva la cantidad adjudicada. Como consecuencia de aquello, la empresa estaría renunciando a un ingreso, en valor esperado, de $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(CMg_{i,h})$, pero al generar menos, también estaría evitando incurrir en el costo variable de la unidad, por lo que se enfrentaría a un “ahorro” equivalente a $CV_{i,h} * E(MWAdj_{i,j,h})$. Por lo tanto, el costo de oportunidad asociado al mercado de la energía, por unidad adjudicada, que enfrentaría la unidad i correspondería a $E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h}$.

En adición, al dejar de generar en su punto eficiente, el adjudicatario también enfrentaría un costo directo de provisión igual a $CDF_{i,h}$. Así, el costo esperado ($CE_{i,j,h}$) asociado a la prestación del servicio de subida, en ausencia de activación, vendría dado por:

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * (E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h} + CDF_{i,h}).$$

Ahora bien, de activarse el servicio, el ganador de la subasta se enfrenta a beneficios equivalentes a la remuneración que percibiría por la inyección de energía, esto es, $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h})$, y enfrentaría un costo directo por el cambio en el punto de operación $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$. Esto implica que potencialmente podría existir una doble renta asociada a los costos de oportunidad en el mercado de la energía descritos previamente y los pagos por activación. Consecuentemente, en un mercado competitivo dicha doble renta se disiparía, resultando en que dichos ingresos terminarían descontándose del costo de oportunidad. Ergo, el costo efectivo al que se enfrentaría un agente sería el siguiente:

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * \left[(E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h}) * (1 - E(FA_{i,j,h})) + CDF_{i,h} + E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h} \right]$$

El costo unitario se derivaría de dividir la expresión previa por la adjudicación esperada, por lo que, al incorporar la prima por riesgo, la oferta resultaría como sigue:

$$Bid_{i,j,h} = \left[(E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h}) * (1 - E(FA_{i,j,h})) + CDF_{i,h} + E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h} \right] (1 + \delta_{i,j,h})$$

Es claro que mientras mayor sea la incertidumbre, y mayor la prima por riesgo, mayor será el valor ofertado, lo cual sería particularmente relevante para las unidades con mayor probabilidad de ser las marginales. De igual manera, mientras mayor sea el costo marginal esperado del sistema, ante un mismo costo variable, mayor debiese ser la oferta. A su vez, mientras mayor sea el factor de uso en la activación, menor debiese ser el precio, ya que el costo de oportunidad sería efectivo una menor cantidad de tiempo. En el caso extremo de esperar una activación de un 100% de la cantidad adjudicada, el precio a cobrar correspondería a cero, no existiendo $CDF_{i,h}$, al estar siempre generando $PC_{i,h}$.

- b) $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: En este caso, al tratarse de servicios de subida, no existiría costo de oportunidad asociado a energía por disponibilidad del servicio, ya que la unidad se encontraría generando a mínimo técnico. Sin embargo, existiría un costo esperado relacionado con el sobre costo de generación, ya que estos no son remunerados cuando se trata de subastas, equivaliendo este a

$MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, donde $\alpha_{i,j,h}$ es la proporción de capacidad adjudicada por disponibilidad del servicio j sobre el total de capacidad adjudicada en otros servicios⁵⁰.

Cabe destacar que los costos de $CD_{i,h}$ solo debiesen ser internalizados por los agentes en caso de que se espere que su despacho dependa de la adjudicación de servicios complementarios. De lo contrario, el despacho a mínimo técnico dependería simplemente del mercado de la energía, y por ende su desviación del punto óptimo de generación sería un costo hundido.

En caso de activarse el servicio, a diferencia del caso desarrollado en el literal que antecede, existiría un sobre costo adicional por la cuantía de $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}) + CD_{i,h})$. En este caso, si bien la unidad ya está operando fuera del punto óptimo, el solo hecho de cambiar de punto de operación generaría costos de *wear and tear*. Así, el costo total esperado para el adjudicatario para servicios de subida cuando se estima que se operará a mínimo técnico correspondería a:

$$CE_{i,j,h} = (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})) * (MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} + E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})) + E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

El costo unitario se deriva de dividir los costos de la expresión previa por la capacidad adjudicada esperada, internalizando la oferta la prima por riesgo.

$$Bid_{i,j,h} = \left[(CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})) * \left(\frac{MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h}}{E(MWAdj_{i,j,h})} + E(FA_{i,j,h}) \right) + E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h} \right] * (1 + \delta_{i,j,h})$$

Se observa de la expresión anterior que las ofertas en caso de estimar que se generará a mínimo técnico pueden ser significativamente elevadas, al tener que distribuir todo el mínimo técnico, o la proporción correspondiente al servicio en cuestión, en la capacidad que se espera será adjudicada⁵¹.

2. Servicios de bajada

La remuneración de los servicios de bajada comprende solo activación, y al igual que en el caso de los de bajada, los sobre costos no se remuneran, por lo que se deben internalizar en la oferta en la eventualidad de esperar que esto suceda, por lo que el desarrollo se divide en dos partes, como en la sección previa.

- a)** $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: Para simplicidad del análisis, se asume que bajo esta condición las unidades generan $PC_{i,h}$. Por tanto, no existiría costo de disponibilidad asociado, al estar en todo momento a plena carga.

⁵⁰ $\alpha_{i,j,h} = \frac{E(MWAdj_{i,j,h})}{\sum_{j \in SSCC} E(MWAdj_{i,j,h})}$ donde $SSCC$ es el conjunto de todos los servicios complementarios, esto es, CSF+, CSF-, CTF+ y CTF-.

⁵¹ A modo de ejemplo, si una unidad espera ser adjudicada en un solo servicio por una cuantía de 20MWh y que sea activada por 10MWh, posee un mínimo técnico de 150MW, un costo directo de 2 USD/MWh y espera que el costo variable de la unidad sea 5USD/MWh superior al costo marginal, entonces su oferta mínima por disponibilidad correspondería a 40 USD/MW, sin internalizar una prima por riesgo.

En caso de activarse el servicio, la unidad dejaría de generar $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})$ e incurriría en un costo de $CD_{i,h}$. Por lo tanto, el costo esperado de la disminución de generación sería igual a:

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h} + CD_{i,h})$$

Debido a que en este caso solo se remunera la activación, el valor unitario que daría origen a la oferta no se obtendría de la cantidad que se espera será adjudicada, sino que de la capacidad que se espera sea finalmente activada. Consecuentemente, la expresión anterior debe ser dividida por $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})$, y no por $E(MWAdj_{i,j,h})$.

$$Bid_{i,j,h} = (E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h} + CD_{i,h}) * (1 + \delta_{i,j,h})$$

Como se observa, en este caso la incertidumbre solo se asocia al costo marginal, a diferencia del caso de subida, donde además se debe internalizar la incertidumbre de la probabilidad de activación.

- b)** $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: Al no remunerarse los sobrecostos, y solo ser pagada la activación, este caso puede derivar en ofertas particularmente elevadas, ya que sí existiría un costo por disponibilidad. Ello, ya que de esperar ser adjudicada $E(MWAdj_{i,j,h})$, la unidad debiese generar $MT_{i,h} + E(MWAdj_{i,j,h})$, generación expuesta a un sobre costo equivalente a $[MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} + E(MWAdj_{i,j,h})] (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, atribuible al servicio j .

Ahora bien, la activación del servicio implicaría una disminución de los sobrecostos a los que se expone la empresa, ya que la generación sobre $MT_{i,h}$ disminuiría en $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})$, lo que implicaría una disminución de costos de $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, pero se sumarían los costos directos de prestación, asociados a $CD_{i,h}$. Consecuentemente, los costos a los que se vería expuesta una unidad al ser adjudicada para servicios de bajada sería:

$$CE_{i,j,h} = [MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} + E(MWAdj_{i,j,h})] (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})) - [E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}) - CD_{i,h})]$$

En la oferta, por tanto, se debe proratear el costo esperado en la activación esperada por hora.

$$Bid_{i,j,h} = \left[(CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})) \left[\frac{MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h}}{E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})} + \frac{1 - E(FA_{i,j,h})}{E(FA_{i,j,h})} \right] + CD_{i,h} \right] (1 + \delta_{i,j,h})$$

Como se aprecia, las ofertas de bajada cuando se espera generar a mínimo técnico debiesen ser superiores a las de subida, al prorratearse los sobrecostos sobre la activación esperada más que la adjudicación⁵².

Del desarrollo previo, se observa que en el actual esquema podrían existir ineficiencias de asignación no solo como consecuencia del esquema de subastas *Pay as Bid*, sino que también del hecho de incorporar los costos de oportunidad en el objeto subastado. Ello, debido a que se deben estimar los costos marginales para poder realizar la oferta, y se enfrenta un riesgo de pérdida significativo para las centrales que se

⁵² Continuando con el mismo ejemplo de la nota al pie 54, en este caso la oferta mínima correspondería a 82 USD/MWh, sin internalizar una prima por riesgo.

encuentren cerca del costo marginal, y puedan terminar generando a mínimo técnico, pudiendo internalizar sobre costos dentro de las ofertas unidades que en la práctica generaron a plena carga durante todo el período.

Considerando que las ofertas en la práctica son por bloques, que la adjudicación es horaria y por lo tanto cada componente a estimar posee dicha frecuencia, al tener que realizar ofertas por bloques, lo que haría un agente neutral al riesgo sería valorizar su oferta unitaria considerando el costo total de todas las horas del bloque y la cantidad esperada adjudicada y factor de activación dependiendo del servicio que se trate⁵³.

Por lo tanto, la oferta para el bloque b estará determinada por la siguiente expresión:

$$Bid_{i,j,b} = \begin{cases} \frac{\sum_{h \in B} CE_{i,j,h}}{\sum_{h \in B} E(MWAdj_{i,j,h})}, & j \in \{CSF+, CTF+\} \\ \frac{\sum_{h \in B} CE_{i,j,h}}{\sum_{h \in B} E(MWAdj_{i,j,h})} * E(FA_{i,j,h}), & j \in \{CSF-, CTF-\} \end{cases}$$

Así, el efecto que ofertar por bloques tendría en el costo de provisión de los servicios en comparación con ofertas horarias dependerá de la asimetría existente intra-bloque para una misma unidad y entre unidades. Por otra parte, de ser los agentes aversos al riesgo, el efecto podría ser mayor, ya que se podría llegar al extremo de ofertar el mayor valor por hora dentro del bloque.

Sólo oferta de costos directos

De ofertar solo costos directos de provisión, y ser pagados los costos de oportunidad *expost*, los agentes seguirían enfrentando los mismos dos escenarios descritos con antelación para la formación de precios, pero existirían menos variables estocásticas asociadas a este.

1. Servicios de subida

- a) $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: En este caso, existirían costos directos iguales a $CDF_{i,h}$ por la cantidad adjudicada esperada, en adición a costos $CD_{i,h}$ al momento de la activación. Consecuentemente, el costo total esperado que enfrentaría una unidad para la provisión de servicios de subida sería equivalente a:

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * CDF_{i,h} + E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Si se considerara una sola oferta por disponibilidad, entonces la oferta correspondería a:

$$Bid_{i,j,h} = CDF_{i,h} + E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Esto es, al ser $CDF_{i,h}$ el costo asociado a disponibilidad, no dependería de la estimación de ninguna probabilidad, ya que se pagaría a todo evento por un monto equivalente a la cantidad adjudicada. En contraste, como $CD_{i,h}$ está asociado a la activación, y la oferta está asociada a reserva adjudicada, dicho costo se debe prorratar por el factor de activación esperado.

De considerarse solo una oferta por activación, entonces la expresión anterior cambiaría a:

$$Bid_{i,j,h} = \frac{CDF_{i,h}}{E(FA_{i,j,h})} + CD_{i,h}$$

⁵³ Esto es equivalente al promedio ponderado de las ofertas expuestas en los apartados correspondientes.

En este caso, al ser solo una oferta por activación, el costo $CD_{i,h}$ es el que no depende de ningún valor esperado y el $CDF_{i,h}$ se debe prorratear en la esperanza del factor de activación.

Ambas aproximaciones son equivalentes si se consideran los mismos factores de uso. No obstante, la segunda puede resultar particularmente onerosa de diferir de manera sustantiva la probabilidad de activación internalizada por los agentes de la que se observa en la realidad, lo que igualmente dependerá del nivel de aversión al riesgo⁵⁴.

De existir un pago por disponibilidad y activación, los riesgos se mitigarían, ya que no habría que estimar el factor de uso.

- b) $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: En este caso, se parte de la base de que la unidad se encuentra operando fuera del punto óptimo y a mínimo técnico, por lo que $CDF_{i,h} = 0$. De esta manera, el único costo directo estaría asociado a la activación del servicio y sería equivalente a

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Si la remuneración fuese asociada a disponibilidad, la oferta sería igual a

$$Bid_{i,j,h} = E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Mientras que de estar asociada a activación, sería equivalente simplemente a

$$Bid_{i,j,h} = CD_{i,h}$$

En esta situación un pago por activación sería la mejor alternativa, en el sentido que no generaría potenciales sobrepuestos con motivo de desviaciones significativas en la estimación del factor de activación⁵⁵.

De existir ofertas por activación y disponibilidad, la de activación en este caso sería igual a lo expresado en la ecuación inmediatamente anterior, mientras que la de disponibilidad sería cero. Aunque en el caso de una unidad que se encuentre cerca del costo marginal, de tratarse de un agente averso al riesgo, se podría terminar ofertando el costo de disponibilidad de todas formas.

⁵⁴ A modo de ejemplo, si $CDF_{i,h} = 2$ USD/MWh y $CD_{i,h} = 4$ USD/MWh y se adjudican 20MWh, al existir solo un pago por disponibilidad, un agente averso al riesgo podría cubrirse del peor escenario y ofertar asumiendo un factor de activación igual a 1. Ello implicaría que su oferta totalizaría 6 USD por unidad, por lo que el costo total por la provisión del servicio alcanzaría 120 USD. De ser el factor real 0,5; se estaría pagando un sobrepago de 2 por unidad disponible, lo que es igual a 40 USD.

En caso de existir solo un pago por activación, como se incurrirá en un costo por disponibilidad independiente del nivel de activación, este se podría distribuir en un factor de activación arbitrariamente pequeño que podría alejarse de la realidad y terminar incrementando el costo de provisión del servicio de manera significativa. Manteniendo el ejemplo anterior y asumiendo que el agente internaliza un factor de activación igual a 0,1; el costo para la provisión del servicio correspondería a 240 USD, el doble del escenario anterior, lo que significa un sobrepago de 16 por unidad activada. Esto es, bajo un pago por disponibilidad, en el escenario más conservador se estaría incurriendo en un sobrecosto de 50%, mientras que en un escenario conservador en el pago por activación se estaría incurriendo en un sobrecosto del 200%.

⁵⁵ Continuando con el mismo ejemplo de la nota al pie 54, si el agente estimara un factor de uso de 1, el costo de provisión alcanzaría 80 USD bajo un pago por disponibilidad, en contraste con un costo de 40 USD empleando el verdadero factor de uso. En el caso que se tratara de un pago por activación, el costo de provisión sería igual al verdadero valor, esto es 40 USD.

En consecuencia, para decidir la mejor alternativa, entre oferta por disponibilidad o activación, se debe ponderar la relevancia de $CDF_{i,h}$ y la frecuencia con la que los agentes podrían estimar generar a mínimo técnico o plena carga.

2. Servicios de bajada

- a) $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: al tratarse de servicios de bajada, $CDF_{i,h} = 0$, ya que en este escenario se asume que se está generando a plena carga. Por lo tanto, solo existiría un costo asociado a la activación, equivalente a

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

De existir solo remuneración por disponibilidad

$$Bid_{i,j,h} = E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

En caso de remunerar solo activación

$$Bid_{i,j,h} = CD_{i,h}$$

Resulta trivial en este escenario que solo se oferte por activación y se remunere acorde a ello.

- b) $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: En esta situación, a pesar de esperar que la unidad sea instruida a generar $MT_{i,h} + E(MWAdj_{i,j,h})$, ya se encontraría operando fuera de su punto óptimo, por lo que, al igual que en el literal que antecede, $CDF_{i,h} = 0$. Consecuentemente, la oferta sería idéntica.

De lo anterior se desprende que para servicios de bajada, en caso de subastar o licitar solo los costos directos, debiese tratarse de manera inequívoca de ofertas solo por activación.

Anexo 9. Determinación de Casos Base, Artículo 25 Reglamento SSCC.

En primer término, se debe reiterar que el esquema de subasta actual corresponde a uno de *Pay as Bid*, lo que implica que cada agente recibe como remuneración el valor ofertado, diferenciándose de un esquema de precio uniforme o *Pay as Clear* en que este último remunera a todos los agentes según la oferta más cara adjudicada. Asimismo, se observa en la práctica que en una subasta multi unidad la curva de oferta de un esquema *Pay as Bid* tiende a ser relativamente plana, emulando la de una subasta bajo un esquema de remuneración de precio uniforme, convergiendo el precio ofertado por cada agente al valor esperado de la oferta más cara que sería adjudicada⁵⁶.

Consecuentemente, debido a las complejidades existentes en la obtención del equilibrio de un esquema *Pay as Bid*, una forma alternativa de aproximarse a este es a través de la determinación de un equilibrio de precio uniforme, ya que, en teoría, se espera que el primero converja al segundo. Más aún, podría ser efectivo que el esquema *Pay as Bid* termine implicando menores costos que uno de precio uniforme⁵⁷, por lo que utilizar el equilibrio de este último esquema podría tomarse como una cota superior de los costos en los que incurriría el sistema en un escenario competitivo.

Para lograr lo anterior, se procedió a simular dos esquemas de precio uniforme. El primero corresponde al escenario ideal derivado del despacho centralizado, a partir del cual se extraen las variables duales de reserva para cumplir el rol del precio uniforme de una potencial subasta, el cual se denominará “Caso 1”. Y el segundo, el cual será denominado “Caso 2”, a una simulación que tome en cuenta como input la estimación de las ofertas de los agentes basada en costos de oportunidad esperados y otros costos.

En particular, se simuló una semana para los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio para el Caso 1 y Caso 2. Por último, es necesario señalar que, si bien las diferentes hidrologías, disponibilidad de combustible y otras restricciones operativas puede afectar la competitividad del mercado, todas estas variables afectan de la misma manera tanto el caso real como el caso base, razón por la que el diferencial de costos entre ambos podría ser considerado como una desviación del equilibrio competitivo, al menos en el corto plazo⁵⁸. Por lo mismo, cualquier decisión que sea tomada en base a los resultados de estos casos base debe ser considerada como una de corto o mediano plazo, y debe ser reevaluada periódicamente. Por la misma razón, no se consideró adecuado utilizar el presente análisis para la evaluación de las condiciones de competencia del 2021 presentadas en el capítulo II del presente documento.

ANEXO 9. Caso 1

Atendido el hecho de que se desea aproximar el equilibrio de una subasta *Pay as Bid* a través del equilibrio que existiría bajo un esquema de precio uniforme, se simuló para diversas semanas el despacho económico centralizado asumiendo que todo el parque habilitado se encontraba disponible para la prestación de servicios complementarios, internalizando de igual manera las restricciones operativas observadas en la realidad.

⁵⁶ Ver nota al pie 33.

⁵⁷ Ver Fabra, N. y Nils-Henrik von der Fehr and David Harbord, *The RAND Journal of Economics*, Vol. 37, No. 1 (2006), pp. 23-46.

⁵⁸ A modo de ejemplo, de presentarse una falla en una línea de transmisión que provoque la creación de un subsistema donde existan empresas con poder de mercado local como consecuencia de ello, un potencial ejercicio de dicho poder sería detectado por los casos base, ya que un aumento del costo de oportunidad justificaría una mayor oferta, lo que aumentaría el costo asociado al caso base. Ergo, la base de comparación con la cual se contrasta el escenario real estaría internalizando dichas restricciones operativas, o eventualmente cualquier escasez de recursos.

Con lo anterior, se obtuvieron las variables duales de las reservas, las cuales cumplen el rol de un precio uniforme al representar el costo de provisión de la unidad marginal de reserva, por lo que el costo de oportunidad, que es sujeto de la subasta en el esquema actual de subastas estaría contenido en el precio sombra. En adición, el mismo caso se empleó para evaluar la efectividad del actual sistema en cuanto a los costos en los que se ha incurrido versus un sistema de instrucción directa como ha sido la materialización del CPF, lo cual es abordado en otra sección del presente capítulo.

Los precios sombra obtenidos de estos casos simulados en general fueron iguales a cero con contadas excepciones, por lo que la comparación entre los resultados reales y el Caso 1 se limitaría primordialmente al costo directo de prestación de los servicios, el cual equivaldría al costo de *wear and tear*, por lo que es claro que los resultados observados en la realidad implican un escenario de mayor costo que el escenario ideal de información perfecta.

Menester resulta señalar que idealmente este caso podría ser simulado a partir de las variables duales del problema de optimización empleado para el cálculo de los precios máximos. Sin embargo, tal como fuese señalado con antelación, dicho problema internaliza como oferta de los agentes sus propios costos variables, lo cual no tiene asidero en la realidad como una “oferta sintética”, ni tampoco corresponde realizar aquello en un “escenario ideal”, donde no debiese considerarse ningún tipo de oferta, sino que solo los costos de provisión directa de dichas reservas, resultando por tanto, los precios sombra en los respectivos costos de oportunidad. Por todo aquello no se consideró pertinente utilizar las variables duales del problema de precios máximos⁵⁹.

ANEXO 9. Caso 2

El Caso 1 mencionado previamente corresponde a un escenario ideal, donde no existen ofertas por parte de los participantes en el mercado, ya que el pago se deriva del costo de oportunidad reflejado en las variables duales respectivas, alejándose el *benchmark* se aleja de la realidad, ya que en la práctica, según lo que indica el reglamento de SSCC, las ofertas que realicen los agentes deben contener el costo de oportunidad, así como cualquier sobre costo y costo directo asociado a la provisión de los servicios, incluyendo eventualmente, un nivel de rentabilidad que les permita internalizar alguna prima por riesgo dada las variaciones que se observan en el costo marginal y estimación de cantidades adjudicadas y activadas, según corresponda, todo lo cual no es internalizado en el Caso 1. En efecto, el precio sombra es simplemente un reflejo del escenario tenido en cuenta en la programación, lo que podría distar ostensiblemente del escenario que los participantes del proceso de subasta avizoran al momento de realizar sus ofertas.

Más aún, en la actualidad el Coordinador no realiza ajustes en el problema de co-optimización para internalizar el costo de oportunidad contenido en las ofertas, por lo que incluso bajo el mismo escenario de información perfecta del Caso 1, donde se obvian potenciales diferencias entre el costo marginal real y el programado, el solo hecho de considerar ofertas que contengan el costo de oportunidad provocaría un cambio en la adjudicación respecto del Caso 1.

Por todo lo anterior se decidió simular este caso adicional, donde se construyó una “oferta sintética” para cada agente basada en los siguientes criterios.

⁵⁹ Tampoco se emplearon los precios sombra del segundo día de programación del programa real ni del problema de programa de precios máximos, ya que dichos resultados se ven afectados por los inputs del primer día igualmente.

1. Teniendo en consideración los costos marginales programados del segundo día⁶⁰, se estimó una desviación promedio entre el costo marginal programado y costo marginal real, la cual resultó en una diferencia de 10%.
2. Debido a que todos los sobre costos deben ser asumidos por los oferentes, se consideró que solo las unidades para las cuales su costo de oportunidad esperado fuese mayor o igual a cero ofertan. Esto es, teniendo en cuenta lo señalado en el primer punto, solo ofertan cuando $1,1CMg_{prg,i} - CV_i > 0$ ⁶¹, donde $CMg_{prg,i}$ es el costo marginal programado de la barra de conexión de la central i , y CV_i el costo variable de la misma unidad generadora del Caso 1.
3. La oferta internaliza costos de oportunidad esperados más costos de *wear and tear* ($w\&t$) y un nivel de rentabilidad que puede dar cuenta de una prima por riesgo o cualquier incertidumbre asociada a los parámetros estimados⁶². Por lo tanto:

$$Oferta_i = (1,1CMg_{prg,i} - CV_i + w\&t_i) * 1,07$$

Se optó por un 7% por ser la rentabilidad asociada en general a la tarificación de servicios básicos, aunque en este caso, no existe un uso alternativo de los activos involucrados otro que el de la generación de energía, por lo que se trataría de una sobre estimación que podría dar cuenta de lo señalado en el párrafo previo⁶³. En adición, al no considerar el factor de activación esperado para los servicios de subida, implica que efectivamente es el mayor valor al que se podría llegar, ya que, en un caso extremo, donde el factor de activación fuese 1, el costo asociado a la disponibilidad es igual a cero.

Asimismo, respecto de los costos de *wear and tear*, se consideraron los valores contenidos en la RE N° 823 de diciembre de 2019 de la CNE. No se considera un factor de uso en las ofertas de subida, ya que el escenario formulado se trata del más conservador posible. En caso de tener en cuenta factores de uso, las ofertas para los servicios de subida debiesen ser menores. En el extremo, de existir un factor de uso del 100%, las ofertas debiesen converger solo a los costos directos, sin costos de oportunidad. Para los servicios de bajada, al ser la remuneración solo en caso de activación, el factor de uso es indiferente, teniendo efecto solo en caso de existir sobre costos⁶⁴.

4. Con las ofertas construidas según el numeral previo, se realizó la co-optimización bajo los mismos criterios con los que se lleva a cabo el programa de operación diario. Con el resultado de las

⁶⁰ Se consideró esta desviación, ya que al momento de realizar las ofertas, los agentes deben mirar con dos días de anticipación. En adición, bajo los criterios de la programación del Coordinador, para el horizonte de 7 días de la programación, desde el día 2 en adelante no se consideran ofertas y se tienen en cuenta todas las unidades habilitadas disponibles.

⁶¹ Para mayor detalle respecto a la formación de precios que en teoría se debiese tener en cuenta, y por qué la existencia de sobre costos derivaría en una oferta prohibitivamente elevada, en particular para los servicios de bajada, ver Anexo 8.

⁶² Esto incluye factor de uso en la activación y cantidad adjudicada.

⁶³ De igual manera, al ser un factor multiplicativo, no cambia la relación relativa entre el costo de las reservas de las diferentes unidades, por lo que eventualmente sin pérdida de generalidad, se podría eliminar de las ofertas adjudicadas.

⁶⁴ Para mayor detalle, ver Anexo 8.

adjudicaciones para la prestación de reservas, se valoriza todo al precio de la oferta más cara adjudicada, como si fuese un precio uniforme⁶⁵.

Esto constituye un escenario relativamente conservador para la formulación de las ofertas, con tal de construir una cota superior de los costos que potencialmente debiesen observarse en la realidad de haber ofertado todas las unidades disponibles.

Para estimar los costos de bajada, al materializarse solo de activarse el servicio, se emplearon factores de activación horarios promedio⁶⁶. A partir de estos, para el Caso Real se “completó” la capacidad activada con las ofertas de menor a mayor, hasta satisfacer el requerimiento, mientras que para el Caso 1 y Caso 2 se multiplicó todo el requerimiento activado por el precio uniforme respectivo.

Cabe destacar que al simular las primeras semanas de mayo no existió convergencia del programa, lo cual no sólo sucedió con el Caso 2, sino que también con el Caso 1 al incorporar costos de *wear and tear*, a pesar de considerar todo el parque disponible, lo que podría ser indicador de la escasez de recursos que se estaba enfrentando en dicho período.

⁶⁵ Al ser los servicios de bajada pagados solo por activación, los costos que se obtienen corresponderían al costo que existiría en la eventualidad de que se utilizara toda la capacidad adjudicada. Como el uso de las reservas debe ser realizado por orden de mérito, y se asume un precio uniforme para su remuneración, en adición a lo anterior se presentan los costos que existirían al tener en consideración el factor de uso observado en la práctica durante los días respectivos de las simulaciones.

⁶⁶ Además de los factores promedio, se realizan sensibilidades para diferentes niveles del factor de activación, los cuales son presentados en el Anexo 10.

Anexo 10. Otras Estadísticas.

Anexo 10. Procesos declarados desiertos/parcialmente desiertos

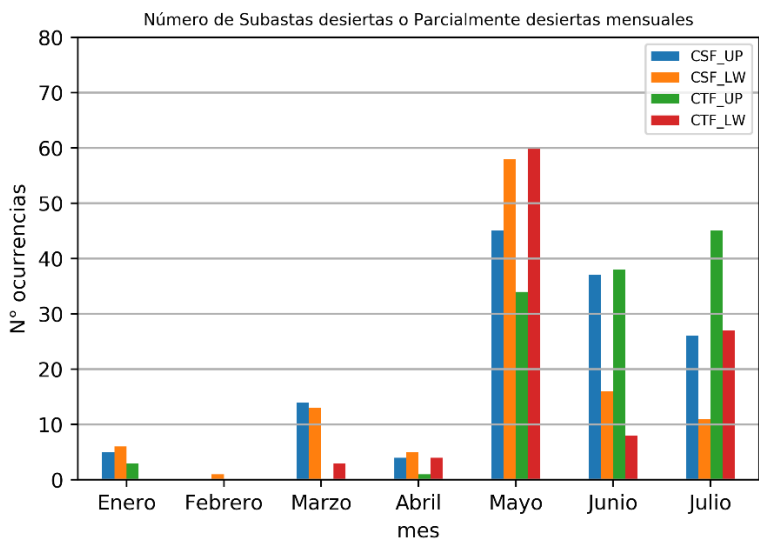


Figura 56. Número de subastas desiertas o parcialmente desiertas por mes

Anexo 10. Capacidad ofertada

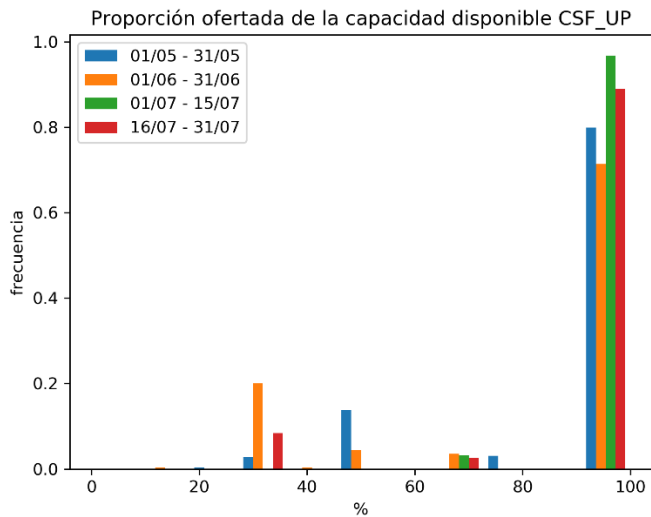


Figura 57. Proporción ofertada de la capacidad disponible CSF+

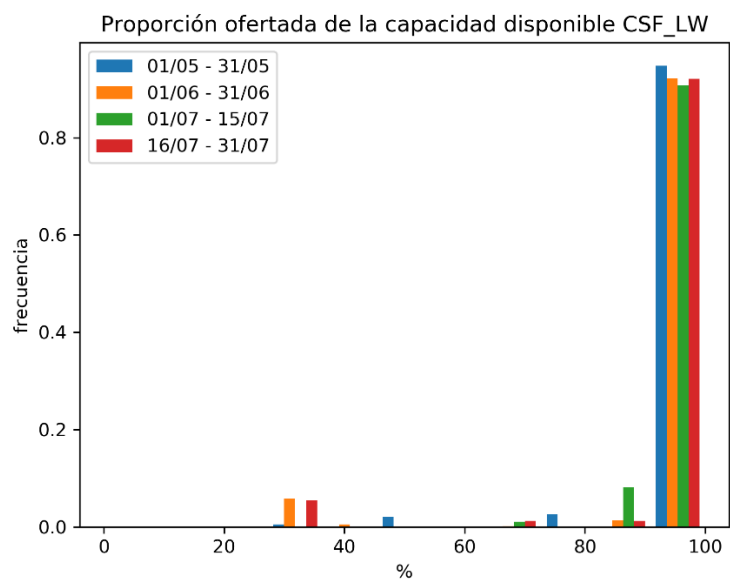


Figura 58. Proporción ofertada de la capacidad disponible CSF-

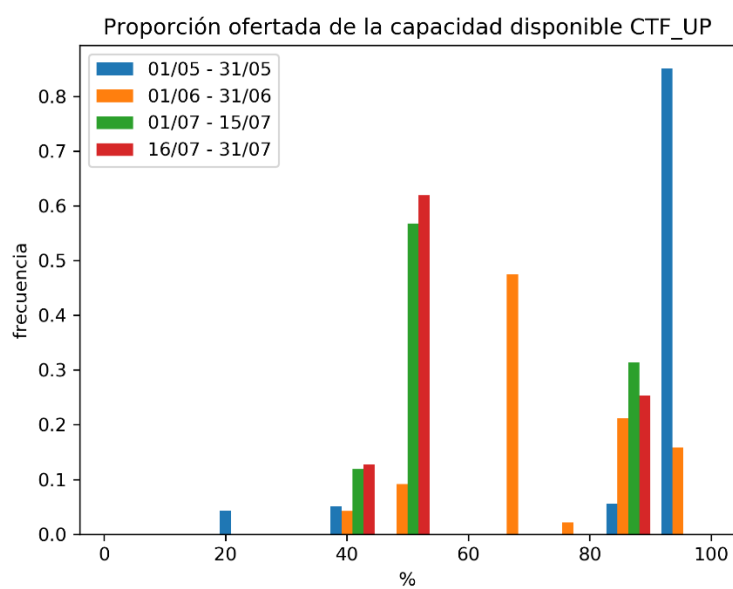


Figura 59. Proporción ofertada de la capacidad disponible CTF+

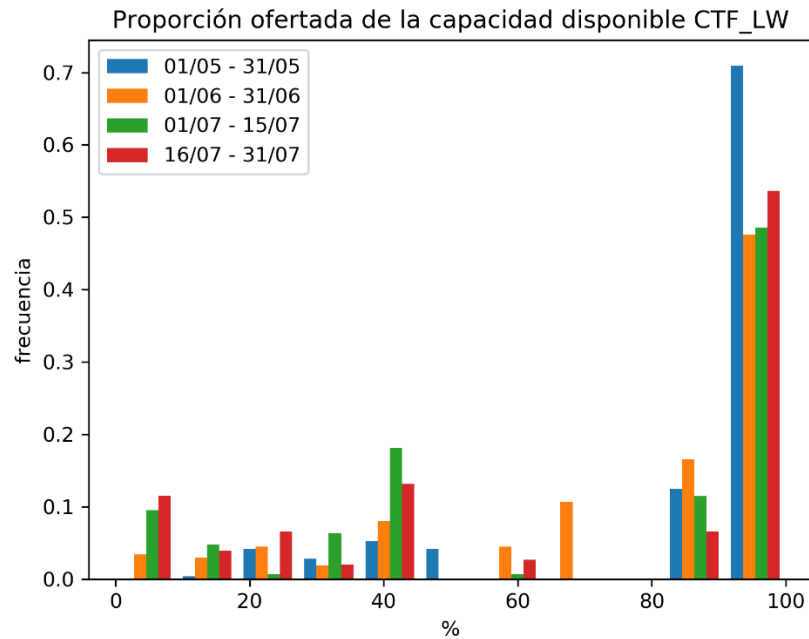


Figura 60. Proporción ofertada de la capacidad disponible CTF-

Anexo 10. Sensibilidad FMA diferencia de costos Caso 2 y Caso Real (valor negativo implica un mayor costo del Caso Real en comparación con el Caso 2)

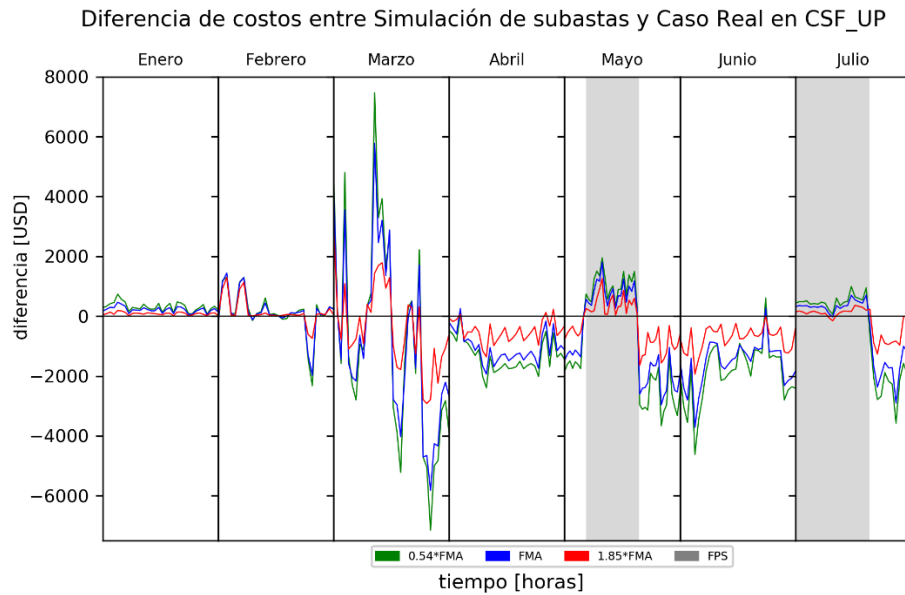


Figura 61. Sensibilidad diferencia de costos Caso 2 y Caso Real CSF+

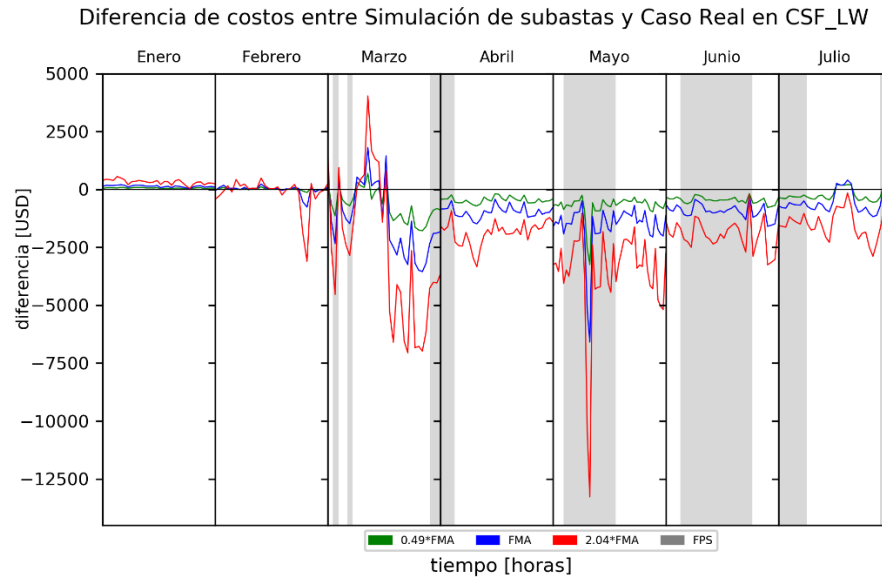


Figura 62. Sensibilidad diferencia de costos Caso 2 y Caso Real CSF-

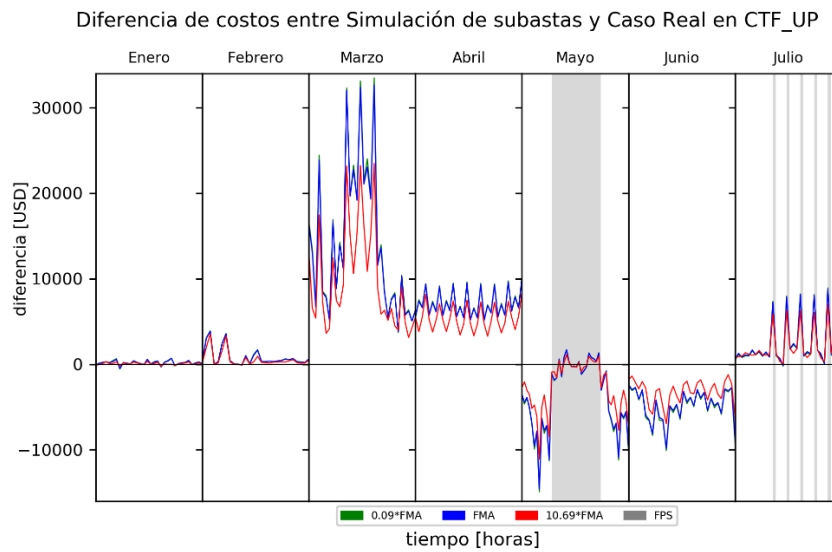


Figura 63. Sensibilidad diferencia de costos Caso 2 y Caso Real CTF+

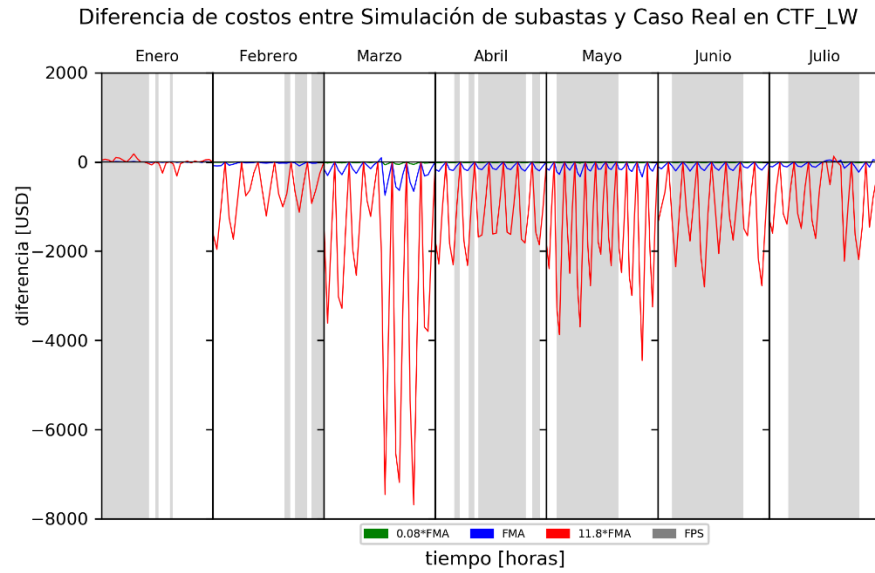


Figura 64. Sensibilidad diferencia de costos Caso 2 y Caso Real CTF-