



INFORME DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS AÑO 2022

Versión Preliminar
Mayo 2021

CONTENIDO

1.	ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	4
1.1	Abreviaturas	4
1.2	Definiciones	5
2.	INTRODUCCIÓN	9
3.	DEFINICIÓN DE SERVICIOS	11
3.1	Control de Frecuencia	12
3.1.1	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	14
3.1.2	Control Primario de Frecuencia (CPF)	14
3.1.3	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	16
3.1.4	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	17
3.1.5	Cargas Interrumpibles (CI)	18
3.2	Control de Tensión	18
3.3	Control de Contingencias	19
3.3.1	Desconexión de Carga	19
3.3.2	Desconexión de Generación	21
3.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias	22
3.4	Plan de Recuperación de Servicio	23
3.4.1	Partida Autónoma (PA)	23
3.4.2	Aislamiento Rápido (AR)	23
3.4.3	Equipos de Vinculación (EV)	23
4.	IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS	24
4.1	Control de Frecuencia	24
4.1.1	Control Primario de Frecuencia	25
4.1.2	Control Secundario de Frecuencia	27
4.1.3	Control Terciario de Frecuencia	28
4.2	Control de Tensión	29
4.3	Control de Contingencias	30
4.3.1	Desconexión de Carga	30
4.3.2	Desconexión de Generación	32
4.3.3	Plan de Defensa Contra Contingencias	32
4.4	Plan de Recuperación de Servicio	33
4.5	Resumen SSCC Año 2022	33
5.	ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA EN LA PROVISIÓN DE SSCC	35
5.1	Antecedentes Generales	35
5.2	Actual esquema de subastas SSCC de control de frecuencia	37
5.3	Consideraciones generales análisis condiciones de competencia	38
5.3.1	Consideraciones y escenarios de operación para cálculo de RSI y simulaciones	39
5.4	Control de frecuencia	41
5.4.1	Control primario de frecuencia	41
5.4.2	Control secundario de frecuencia	44
5.4.3	Control terciario de frecuencia	47
5.4.4	Desempeño de las subastas	49

5.5	Control de Tensión	58
5.6	Control de Contingencias	61
5.6.1	Desconexión de Carga	61
5.6.2	Desconexión de generación	62
5.6.3	Plan de defensa contra contingencias	62
5.7	Plan de recuperación de servicio	63
5.8	Resumen Mecanismos de Materialización SSCC Año 2022	63
<hr/>		
6.	INSTALACIONES PRESTADORAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	64
6.1	Control de Frecuencia	64
6.1.1	Control Primario de Frecuencia (CPF)	64
6.1.2	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	65
6.1.3	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	65
6.2	Control de Tensión	67
6.3	Control de Contingencias	67
6.3.1	Desconexión de Carga	67
6.3.2	Desconexión de Generación	72
6.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias	76
6.4	Plan de Recuperación de Servicio	77
<hr/>		
7.	PROYECTOS Y PROPUESTAS DE SOLUCIÓN PARA LA PRESTACIÓN DE SSCC	78
7.1	Control de Frecuencia	78
7.1.1	Proyecto CRF: Baterías 52 [MW]	78
7.1.2	Proyecto CTF: Respuesta de la Demanda	79
<hr/>		
8.	INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA	80
8.1	Control de Frecuencia	80
8.2	Control de Tensión	80
8.2.1	Zona Norte Grande	80
8.2.2	Zona Norte chico	80
8.2.3	Zona Centro	80
8.2.4	Zona Centro Sur	80
8.2.5	Zona Sur	80
8.3	Control de Contingencias	80
8.3.1	Desconexión de Carga	80
8.3.2	Desconexión de Generación	81
8.3.3	Planes de Defensa contra Contingencias	83
8.4	Plan de Recuperación de Servicio	85
8.4.1	Partida Autónoma	85
8.4.2	Aislamiento Rápido	85
8.4.3	Equipamiento de Vinculación	85
<hr/>		
9.	CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS	87
9.1	Control de Frecuencia	87
9.2	Control de Tensión	87
9.3	Control de Contingencias	87
9.3.1	EDAC por Subfrecuencia	87
9.3.2	Plan de Defensa contra Contingencias	88
9.4	Plan de recuperación de servicio	88

ANEXO A. ANÁLISIS TÉCNICO DEL REQUERIMIENTO DE CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA	90
ANEXO B. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DEL REEMPLAZO DE CPF POR CRF	94
ANEXO C. ANÁLISIS TÉCNICO DEL REQUERIMIENTO DE CARGAS INTERRUMPIBLES	100
ANEXO D. AVANCES EN CONTROL DINÁMICO DE TENSIÓN EN CENTRALES ERV	104
ANEXO E. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA	108
ANEXO F. CASOS BASE INFORME DE SSCC SEPTIEMBRE 2020	111
ANEXO G. LISTADO DE UNIDADES ERV ADICIONALES	113
ANEXO H. DEFINICIÓN DE ÁREAS DE CONTROL DE TENSIÓN	114
ANEXO I. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE FRECUENCIA	115
ANEXO J. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE TENSIÓN	115
ANEXO K. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE CONTINGENCIA	115
ANEXO L. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO	115

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
ECFyDR	: Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
ECTyRPR	: Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva
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°442 del 23 de noviembre de 2020, 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 pivotales 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. **Agregador:** Coordinado responsable de facilitar la agrupación de los Usuarios Finales que prestan los Servicios Complementarios relacionados con los incrementos o reducciones de sus demandas eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en los Artículos 73 y 74 del DS113/2017. Sin perjuicio de las tareas y responsabilidades del Agregador, los Usuarios Finales son en todo momento e individualmente responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del Servicio Complementario que prestan al sistema eléctrico.
2. **Apagón parcial:** Desmembramiento de un 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.
3. **Apagón Total:** Desmembramiento incontrolado de un 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.
4. **Cliente Libre:** Usuario final no sometido a regulación de precios.
5. **Cliente Regulado:** Usuario sometido a regulación de precios de acuerdo con lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
6. **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.

7. **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.

A los efectos de la presente NT, son fallas de baja probabilidad de ocurrencia:

- a) Las fallas o desconexiones intempestivas de transformadores de poder o secciones de barras (severidades 8 y 9);

- b) La falla que provoca apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito (severidad 6); o
 - c) La falla de un Elemento Serie seguida de la operación errónea del Sistema de Protecciones en un extremo, debiendo operar las Protecciones de Respaldo Local o Remoto (severidad 7).
8. **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.
9. **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.
10. **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.
11. **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.
12. **Coordinador:** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
13. **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 y NTSSCC.
14. **Demanda Neta:** Corresponderá al valor de demanda descontando la generación de energías renovables con recursos primarios variables, como la eólica y la solar fotovoltaica.
15. **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.
16. **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.

- 17. Esquema de Desconexión Automática 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.
- **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.
- 18. Esquema de Desconexión/Reducción Automática de Generación (EDAG/ERAG):** son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten 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 EDAG o ERAG por sobrefrecuencia y por contingencia específica.
- 19. 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.
- 20. 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.
- 21. 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.
- 22. 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.
- 23. 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.
- 24. Recurso Técnico Comprometido:** Recurso Técnico adjudicado o instruido.
- 25. SEN – Sistema Eléctrico Nacional:** Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 [MW].
- 26. SEN – Norte Grande:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al norte de S/E Los Changos, incluyendo ésta.
- 27. SEN – Centro Sur:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al sur de S/E Los Changos.

- 28. 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.
- 29. 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.
- 30. 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.
- 31. Tiempo Total de Activación:** Periodo en que se entrega la totalidad del Recurso Técnico Comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación.
- 32. 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.
- 33. 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 Art. 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 Art. 23 del Reglamento, en el presente informe se indican 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 definen zonas en el SEN, identificando los SSCC necesarios para cumplir los requerimientos anteriores, y se indican los recursos técnicos disponibles para la prestación de los distintos servicios.

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

- a) **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.
- b) **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.
- c) **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.
- d) **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). En este apartado, además se abordará, el análisis de los proyectos de SSCC presentados al Coordinador, en el contexto de lo establecido en el artículo 20 del Reglamento y el artículo 2-5 de la NTSSCC.
- 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. Asimismo, 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 del SEN para cada servicio complementario, así como las características técnicas que deberán poseer las instalaciones que presten dichos servicios, el Coordinador ha utilizado, entre otros, los resultados de los Estudios de la NTSSCC “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas” (ECFyDR)¹, “Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva” (ECTyRPR)² y Estudio Plan de Recuperación de Servicio³.

Cabe destacar que, según lo indicado en el Artículo Segundo Transitorio del Reglamento de SSCC, el Coordinador cuenta 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 del primer cronograma del Proceso de Verificación definitivo al que se refieren los Artículo 6-5 a Artículo 6-7 de la NTSSCC, publicado el 18 de febrero de 2021⁴, según la Resolución Exenta CNE N°145 de 2020. No obstante, los Coordinados podrán adelantar el proceso si lo consideran necesario, en cuyo caso, deberán emitir una solicitud de verificación acorde a lo establecido en el Artículo 3 del Anexo Técnico de Verificación de Instalaciones para la prestación de SSCC.

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 vigente, 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. Las unidades que hayan sido declaradas en construcción de manera posterior a la emisión del cronograma del Proceso de Verificación definitivo y que sean requeridas para prestar algún SC, deberán verificarse como parte del proceso de entrada en operación.

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 podrá ser revisado y actualizado considerando los nuevos antecedentes que puedan modificar los requerimientos de cuantía de los recursos técnicos contenidos en el presente informe.

¹ Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>

² Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/>.

³ Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-recuperacion-de-servicio/2021-plan-de-recuperacion-de-servicio/>

⁴ El cronograma fue actualizado por el Coordinador el 19 de marzo de 2021, comunicado mediante carta DE01292-21 y publicado en el sitio web del Coordinador en la siguiente ruta <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/proceso-de-verificacion-de-instalaciones/cronograma-de-verificacion/cronograma-definitivo-version-2021-03-19/>

3. DEFINICIÓN DE SERVICIOS

En el presente capítulo se presentan las definiciones de la Resolución de SSCC, emitida por la CNE, para cada SC y sus correspondientes categorías. A su vez, 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 NTSSCC, considerando lo indicado en la Resolución de SSCC y requerimientos adicionales establecidos por el Coordinador.

La Tabla 3-1 con el resumen de los SSCC indicados en la resolución correspondiente.

Tabla 3-1 Categorías y subcategorías de SSCC

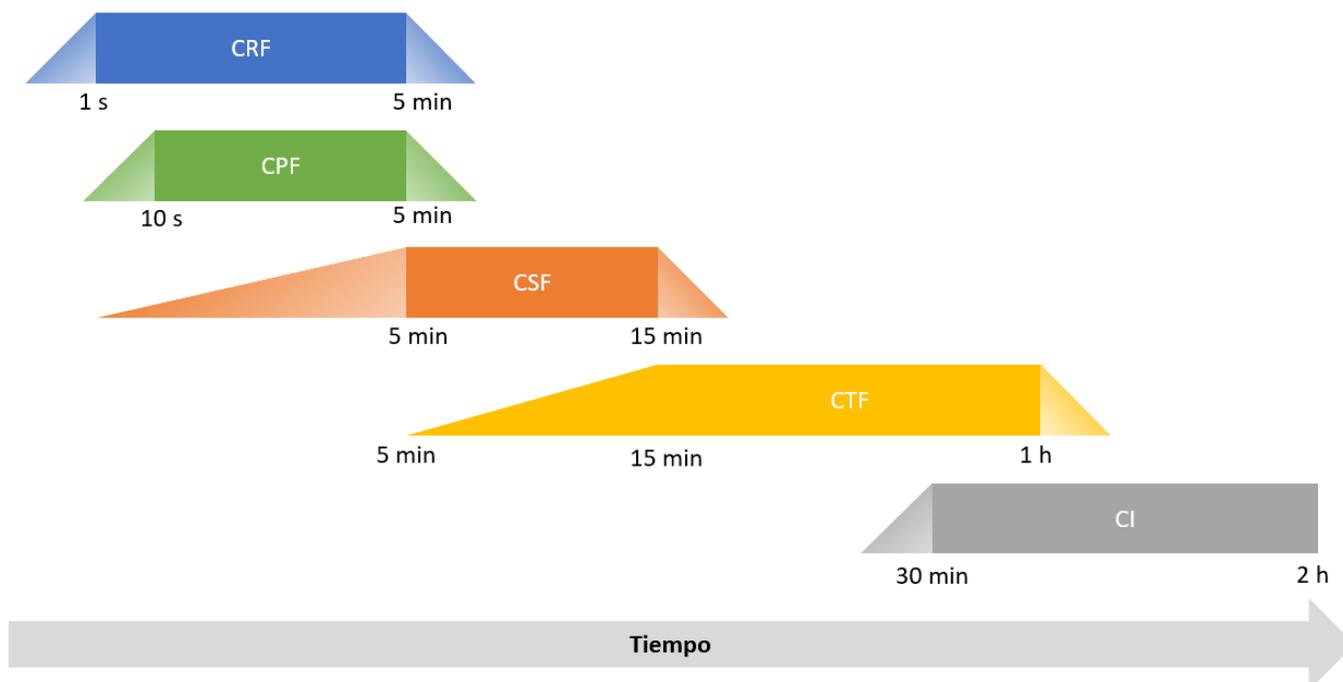
SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF +)
		Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CRF -)
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF +)
		Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF -)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+)
Control Terciario de Frecuencia 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 o ERAG (EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia y EDAG o ERAG por Contingencia Específica)
		Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)
Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	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)	Equipos 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 3-1 se presenta esquemáticamente la relación que existe entre las distintas categorías del SC Control de Frecuencia.

Figura 3-1: Esquema cadena de reservas de Control de Frecuencia



En la Figura 3-2 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, se presentan las características de los SSCC de CF.

Figura 3-2: Representación referencial tiempos servicios de CF

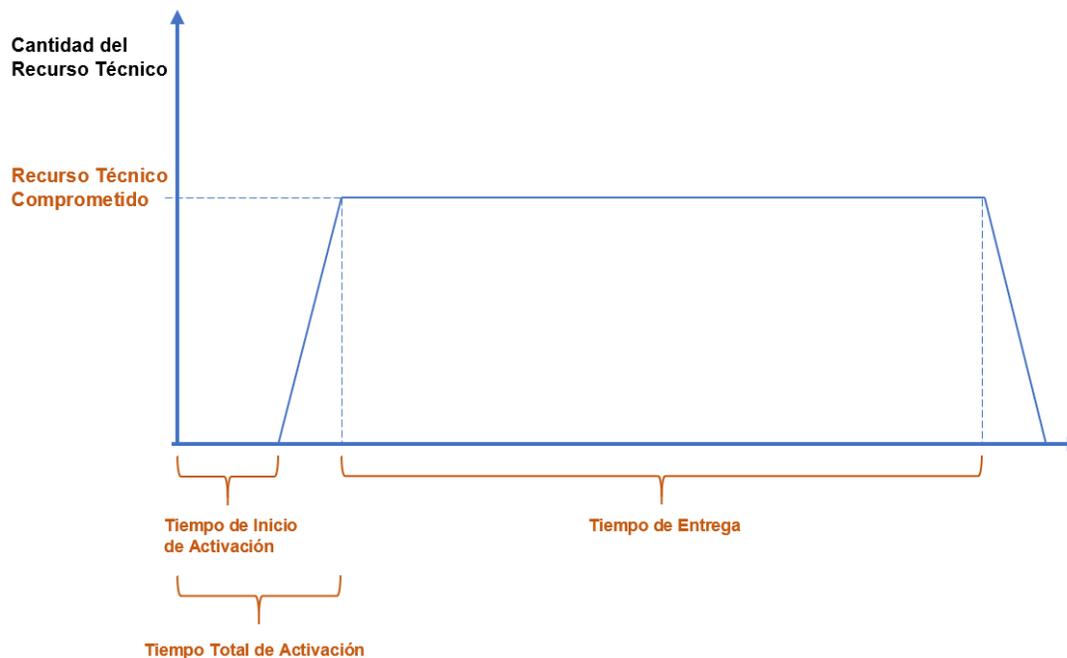


Tabla 3-2 Características de los SSCC de CF

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]	15[min] ⁵	-	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.

⁵ Tiempo Total de Activación requerido por el Coordinador de acuerdo con el numeral 2 del título 3.1.4 del presente Informe.

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. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF+) y de Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CRF-).

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 asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente 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 del presente informe, no se verifica una necesidad en el SEN a nivel técnico de la implementación de este SC, por lo que en esta etapa no se tienen consideraciones técnicas para la prestación de este servicio, más allá de lo definido en la Resolución de SSCC. En el caso de identificarse la conveniencia técnica-económica de su materialización, se incorporarán en su definición especificaciones técnicas de detalle, acorde al mecanismo de provisión correspondiente y el proceso de verificación aplicable.

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. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+) y de Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-).

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 asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente 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 ± 0.2 [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 se considerará la participación de unidades de tipo sincrónica en el caso de CPF+ y CPF-. En el caso de las unidades del tipo ERV, serán consideradas en la medida que cumplan con los requerimientos indicados por el Coordinador.⁶

Las unidades sincrónicas 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, ± 25 [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 ± 0.2 [Hz].

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

- 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.

⁶ Según se indica en el artículo 3-17 de la NTSyCS, la banda muerta de parques eólicos y fotovoltaicos es de 200 [mHz], por lo que en caso de verificarse para este SC, deberán realizar las modificaciones a dicho ajuste, según lo que el Coordinador especifique.

- 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 subfrecuencia o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción.
- En caso de sobrefrecuencia, la acción del controlador de frecuencia/potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55% de la potencia activa disponible por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50.2 [Hz] hasta 51.5 [Hz].
- 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.

Este SC podría ser prestado por otras instalaciones, en la medida que cumplan con los requisitos y exigencias técnicas definidos por el Coordinador.

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]. Esto para eventos de subfrecuencia o sobrefrecuencia.

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 el "Informe de Diseño, Requerimientos Técnicos e Implementación del AGC del SEN"⁷.
- 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 Sobrefrecuencia (CTF-).

El Tiempo de Inicio de Activación del CTF será de 5 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, su Tiempo Total de Activación es de 15 [min] 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, 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.

En el caso que este SC sea prestado por usuarios finales, éstos deberán cumplir con los siguientes requisitos adicionales:

- a) Integrar al Scada del Coordinador las señales de Potencia Activa, Potencia Reactiva, Tensión y Frecuencia en la barra de retiro.
- b) Disponer de un Centro de Control validado por el Coordinador, que permita cumplir las instrucciones dadas por el Coordinador en los tiempos que el SC requiere.

⁷ 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/>

- c) En el caso que uno o más usuarios finales participen de la prestación del SC a través de un Agregador, este último deberá cumplir con los requisitos anteriores, de modo de realizar las labores de comunicación, entrega de información y coordinación de las acciones necesarias para la correcta prestación del SC correspondiente.

3.1.5 CARGAS INTERRUMPIBLES (CI)

1) Definición:

Se entenderá por Cargas Interrumpibles a la reducción de demanda neta de un Usuario Final, medida desde el punto de conexión de este 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 con la consigna de tensión previamente establecida por el Coordinador y conforme a lo establecido en los artículos 3-8 y

3-9 de la NTSyCS vigente. Preliminarmente se ha determinado que 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.

Este SC podría ser prestado por otras instalaciones, en la medida que cumplan con los requisitos y exigencias técnicas definidos por el Coordinador.

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 emitiendo 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 se considera sistémica⁸ 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:

- Equipamiento capaz de medir frecuencia en no más de 120 [ms].
- 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, estos esquemas 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].

⁸ Si bien la naturaleza se considera sistémica, de acuerdo a los resultados de los estudios sistémicos, se podrían definir áreas asociada a su actuación.

- Equipos de medición de tensión deben contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos sincronizados mediante GPS.

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 imparte 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 una reprogramación 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 SSSC 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 SSSC 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 SSSC.

3.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

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) Equipos 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 el 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 los análisis realizados por el Coordinador a través del Estudio “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (Estudio CFyDR)” y los análisis complementarios abordados en el Anexo B en relación con el análisis técnico económico realizado por el Coordinador, las categorías de SSCC asociadas al control de frecuencia que son requeridas para la operación del sistema el año 2022 corresponden a:

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

De los análisis elaborados por el Coordinador y de estudios complementarios realizados de manera previa a la fecha, no se verifica una necesidad técnica a nivel de sistema de implementar el SC de CRF para el periodo 2021-2024, considerando los niveles de inercia y demanda previstos en el horizonte de estudio. En efecto, los elementos técnicos que fundamentan esta conclusión y que se resumen en el Anexo A, son los siguientes:

- i. En escenarios de baja inercia, que acorde a los despachos analizados para el año 2022 se encuentran en torno a 30 [GVAs], se indica que es posible cumplir con los estándares establecidos en la NT SSCC y NT SyCS mediante solamente CPF provisto por unidades convencionales, en particular evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de baja frecuencia. Además, 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 9.4 segundos. Estos tiempos son superiores al tiempo de activación exigido para el CRF (1 segundo) y caen en la vecindad de la exigencia para la activación completa del CPF (10 segundos).
- ii. En un análisis para condiciones más exigentes a las previstas, correspondientes a escenarios con despachos modificados reemplazando unidades térmicas mediante reserva en giro y generación ERV, se alcanza un nivel de inercia sistémica de 22.5 [GVAs], 54% de generación ERV y demanda de 7305 [MW], sin requerir la incorporación de CRF para evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC. Aun cuando en este caso se observa que la frecuencia mínima se alcanza en un tiempo cercano a los 5 segundos, el CPF provisto por unidades convencionales logra evitar que la frecuencia postcontingencia descienda bajo los 48.9 [Hz]. Más detalles sobre el análisis efectuado se presentan en el Anexo A.
- iii. En relación con los análisis al último año del horizonte de tiempo en el cual este informe está contextualizado, es decir, desde 2022 hasta 2024, de acuerdo con los resultados de estudios complementarios abordados por el Coordinador⁹, se obtuvieron resultados satisfactorios en relación con la estabilidad de frecuencia del SEN frente a fallas de severidad 5. Cabe destacar que al año 2024, se analizaron casos con un 47% de generación ERV y 22.9 [GVAs] de inercia sistémica. En estos casos, se observó que dadas las reservas de CPF, el sistema puede restablecer la frecuencia del sistema a valores de operación seguros y con una tasa de caída de frecuencia que es inferior a 0.5 [Hz], sin vulnerar los estándares de calidad de servicio establecidos en la NTSyCS.

⁹ Estos análisis están siendo actualizados considerando escenarios de descarbonización acorde a la última información recibida por parte de los Coordinados.

Se destaca que el reemplazo entre CRF y CPF depende del nivel de demanda e inercia del sistema, reduciéndose significativamente para escenarios menos exigentes, esto es, escenarios de mayor inercia y demanda.

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. Siguen siendo válidos los análisis realizados en el Estudio de SSSC 2021-2024¹⁰, donde se observa que la probabilidad de que el nivel de generación fuera de servicio por indisponibilidad forzada sea tal que no se pueda abastecer la demanda máxima del SEN y proveer reservas de Control de frecuencia es inferior a 0.000001%. El Anexo C contiene más detalle de los análisis realizados.

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) y contingencias asociadas a desconexión de cargas.

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. La reserva para CPF en Estado Normal está dada por lo indicado en la Tabla 4-1:

Tabla 4-1 Reserva para CPF en estado normal

CPF estado normal [MW]
±39

Por otra parte, el CPF ante contingencias se encuentra asociado a soportar contingencias de desconexión de generación en el sistema, para el caso CPF+, sin activar el EDAC por Subfrecuencia cuando se presentan contingencias simples de severidad 5. Dado lo anterior, la reserva para CPF+ 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]. Análogamente, la reserva para CPF- se estima considerando la desconexión de la carga más grande del SEN.

Considerando la dependencia de la Reserva de CPF ante Contingencias con la demanda y la inercia del sistema previo a la ocurrencia de una contingencia, **para CPF+** el requerimiento se ha definido en función de dichas variables, tal como se indica en la Tabla 4-2 y Tabla 4-3:

¹⁰ Documento puede ser descargado del sitio web del coordinador en la siguiente ruta: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/estudio-sscc/estudios-sscc-2020/>

Tabla 4-2 Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Demanda y la Inercia

Demanda [GVA] Inercia [MW]	30 [GVAs]	35 [GVAs]	40 [GVAs]	45 [GVAs]	50 [GVAs]	55 [GVAs]	60 [GVAs]
7000 [MW]	345	299	264	237	215	197	182
7500 [MW]	323	280	248	222	202	185	171
8000 [MW]	304	264	233	210	190	175	162
8500 [MW]	288	250	221	198	180	165	153
9000 [MW]	273	237	210	188	171	157	145
9500 [MW]	260	225	200	179	163	150	138
10000 [MW]	248	215	190	171	156	143	132
10500 [MW]	237	206	182	164	149	137	127
11000 [MW]	227	197	175	157	143	127	121

Tabla 4-3 Reservas requeridas CPF+ para CPF@5min [MW] en función de la Demanda

Demanda [MW]	Aporte CPF+ CPF@5min [MW]
7000	306
7500	298
8000	290
8500	282
9000	274
9500	266
10000	258
10500	250
11000	242

En el caso de **CPF(-)**, en el ECFyDR se realiza la simulación de la contingencia más grande asociada a la desconexión intempestiva de carga, para distintos niveles de demanda en el SEN, resultando en la reserva requerida en estado permanente para este SC, presentado en la Tabla 4-4 para distintos niveles de demanda en el SEN. Considerar que, dada la contingencia analizada, la respuesta de los generadores es de reducción de aporte de potencia activa, resultando en las reservas indicadas.

Tabla 4-4 Reservas requeridas CPF (-) para CPF@5min [MW] en función de la Demanda

Demanda [MW]	Aporte CPF (-) CPF@5min [MW]
7000	-126
7500	-114
8000	-102
8500	-90
9000	-78
9500	-66
10000	-54

Cabe destacar que los BESS¹¹ actualmente disponibles en el sistema, podrán ser utilizados como reemplazo al aporte que realizan las unidades generadoras al CPF ante contingencias.

Sin perjuicio de lo anterior, la representación de los requerimientos de CPF+ de la Tabla 4-2 y Tabla 4-3 en los procesos de programación de la operación, se realizará utilizando relaciones simplificadas entre las variables (CPF@10s, CPF@5min, Demanda, Inercia), que permitan cumplir con los niveles de reserva mínimos exigidos en cada momento, de modo de no comprometer los tiempos de ejecución y plazos de entrega del proceso de programación. De manera análoga se realizará con los requerimientos de CPF- indicados en la Tabla 4-4.

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 por el Coordinador mediante consignas manuales, 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 para llevar el error permanente de frecuencia dentro de su banda muerta, 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. Adicionalmente, y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3-29 de la NTSSCC, se especifica la determinación del requerimiento de tasas o rampas que se asocien a las variaciones de la demanda neta, por lo cual se debe disponer de reserva para CSF que permita afrontar estas variaciones.

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.

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

Donde:

R_{VI} : reserva requerida por variaciones intrahorarias

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

R_{Rampa} : reserva requerida para compensar variaciones de la rampa de demanda neta

Según los resultados obtenidos en los análisis realizados por el Coordinador en el “Estudio de CFyDR”, el monto de reserva del CSF queda determinado principalmente por el requerimiento del AGC¹², 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, mientras que en los bloques de mayor variabilidad de la rampa de demanda neta, queda determinado por ese requerimiento. En la Tabla 4-5 se presenta el requerimiento asociado a la reserva para CSF, el cual a partir del año 2022 se define de forma dinámica, teniendo requerimientos de reserva de CSF por estacionalidad y por bloque.

¹¹ Battery Energy Storage System

¹² El detalle puede ser revisado en el técnico “Procedimiento para determinar el Bias (6) del AGC del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”, disponible en el sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/05/Determinaci%C3%B3n-del-Bias-del-SEN_verAbril2020.pdf

Tabla 4-5 Reservas requeridas para CSF

Bloque Horario	Estacionalidad Otoño - Invierno				Estacionalidad Primavera - Verano			
	Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]
Bloque 1 (22:00 - 01:59)	-130	130	-130	130	-130	130	-130	130
Bloque 2 (02:00 - 06:59)	-130	130	-130	130	-130	130	-130	130
Bloque 3 (07:00 - 09:59)	-148	130	-148	130	-168	130	-168	130
Bloque 4 (10:00 - 15:59)	-130	130	-130	130	-130	130	-130	130
Bloque 5 (16:00 - 17:59)	-130	190	-130	190	-130	189	-130	189
Bloque 6 (18:00 - 21:59)	-130	151	-130	151	-130	161	-130	161

Adicionalmente, dado el monto de reserva determinado, se presentan en la Tabla 4-6 las rampas sistémicas de cada bloque por estacionalidad.

Tabla 4-6: Rampas máximas de bajada y de subida CSF

Bloque Horario	Estacionalidad Otoño Invierno		Estacionalidad Primavera-verano	
	Rampa de bajada máxima [MW/5Min]	Rampa de subida máxima [MW/5Min]	Rampa de bajada máxima [MW/5Min]	Rampa de subida máxima [MW/5Min]
Bloque 1 (22:00 - 01:59)	-114	58	-130	63
Bloque 2 (02:00 - 06:59)	-78	71	-82	86
Bloque 3 (07:00 - 09:59)	-148	89	-168	87
Bloque 4 (10:00 - 15:59)	-112	98	-126	104
Bloque 5 (16:00 - 17:59)	-107	190	-123	189
Bloque 6 (18:00 - 21:59)	-87	159	-81	161

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:

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

Donde:

R_{VI} : reserva requerida por variaciones intrahorarias.

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

RCSF: Reserva para Control Secundario de Frecuencia.

Las reservas requeridas para CTF en el año 2022 se presentan en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7 Reservas requeridas para CTF

Bloque Horario	Estación Otoño - Invierno				Estación Primavera - Verano			
	Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]
Bloque 1 (22:00 - 01:59)	-297	217	-258	281	-267	127	-273	61
Bloque 2 (02:00 - 06:59)	-64	49	-58	35	-57	39	-67	9
Bloque 3 (07:00 - 09:59)	-209	271	-165	193	-152	261	-188	121
Bloque 4 (10:00 - 15:59)	-209	81	-171	94	-145	91	-140	65
Bloque 5 (16:00 - 17:59)	-278	286	-266	265	-230	87	-161	49
Bloque 6 (18:00 - 21:59)	-152	141	-160	124	-128	177	-64	107

4.2 CONTROL DE TENSION

El SC de Control de Tensión es imprescindible para mantener operando el sistema dentro de los estándares exigidos por la NTSyCS. En el presente informe, se han considerado las necesidades de potencia reactiva vigentes para el año 2022, según se establece en el “Estudio Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva”.

Debido al carácter local del Control de Tensión y con el fin de identificar los recursos que tienen mayor influencia en el control sobre las barras del sistema, se han definido las siguientes Áreas de Control de Tensión (ACT)¹³:

- ACT Norte Grande: Desde el extremo norte del SEN hasta la S/E Los Changos.
- ACT Norte Chico: Desde las SS/EE Polpaico 500 kV y Los Vilos 220 kV hacia el norte hasta S/E Los Changos 500 kV (incluyendo la zona de Diego de Almagro).
- ACT Centro: comprende las instalaciones desde S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Alto Jahuel 500 y 220 kV.
- ACT Centro Sur: comprende las instalaciones entre las subestaciones Alto Jahuel 500 kV, 220 kV, y 154 kV hasta Cautín 220 kV.
- ACT Sur: Desde la subestación Cautín 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 disponible 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.).

¹³ Para más detalle de la definición de las Áreas de Control de Tensión, ver Anexo H.

En la Tabla 4-8 se presentan los requerimientos de potencia reactiva esperados para la operación del sistema el año 2022, tanto para la condición normal de operación del sistema, como las reservas necesarias para afrontar las posibles contingencias.

Tabla 4-8 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	-523	-97	316	-107
	Sur (Domeyko)	-77	43	25	-71
Norte Chico	Norte	-71	8	33	-73
	Centro-Sur	-360	320	340	-138
Centro	500/220 kV	-44	169	239	-48
	RM 110 kV	4	202	31	-2
	V Región	0	181	9,4	-14
Centro Sur	Centro-Sur 154 kV	-58	29	45	-9
	500/220 kV	-198	86	63	-52
	Concepción	-32	41	8	-1
Sur	Sur	-155	131	31	-39

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 2022.

4.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

4.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

El EDAC por Subfrecuencia ha sido diseñado considerando lo especificado en los artículos 3-40 y 3-41 de la NTSSCC.

De acuerdo a lo establecido en el “Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga”¹⁴, la propuesta de EDAC tiene por objetivo homogeneizar los criterios de operación en todas las zonas del SEN y hacer equiparables y equitativos los montos porcentuales de carga a desconectar entre las distintas zonas del sistema eléctrico. Dado lo anterior, se ha determinado que para este servicio, en las zonas de Norte Grande, Atacama y Concepción, no se descartan las condiciones de competencia, por lo que es necesario materializar su provisión mediante una licitación. En el resto de las zonas la materialización del EDAC es por instrucción directa.

Cabe destacar que, dado los plazos involucrados en este proceso, durante el año 2022 y mientras no se materialice la provisión del servicio acorde a lo establecido en el Estudio EDAC vigente, este servicio será provisto por las instalaciones asociadas al esquema vigente¹⁵.

¹⁴ Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-edac/2020-estudio-de-edac/>

¹⁵ El esquema vigente referido corresponde al contenido en el Anexo K.

El esquema indicado en la Tabla 4-9 y Tabla 4-10 considera lo especificado en el "Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga":

Tabla 4-9 EDAC por Subfrecuencia SEN.

Escalón	Ajuste	Monto de Carga [%]	Monto de Carga [MW] ¹⁶	
			Mínimo	Máximo
Escalón 1	48.9 [Hz]	2	132	197
Escalón 2	48.7 [Hz]	3	197	295
Escalón 3	48.5 [Hz]	4	263	394
Escalón 4	48.3 [Hz]	6	395	591
Escalón 5	49.0 Hz – 0.6 [Hz/s]	5	329	492
Escalón 6	48.8 Hz – -0.6 [Hz/s]	5	329	492
Total		25	1644	2462

Tabla 4-10 EDAC por Subfrecuencia SEN, por Zonas.

Zona ¹⁷	Monto [MW]	
	Mínimo	Máximo
Norte Grande	599	637
Atacama	133	143
Coquimbo	80	107
Chilquinta - Aconcagua	118	204
Metropolitana	272	674
Troncal	146	151
Sistema 154 – 66 kV	94	198
Charrúa	34	52
Concepción	105	148
Araucanía	63	149
Total	1644	2462

4.3.1.2 EDAC por Subtensión

Para el periodo estudiado, no se ha detectado la 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 (Extrema)

El SC de EDAC por Contingencia Específica será necesario para la operación del sistema, manteniéndose 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.

¹⁶ Montos de carga Mínimo y Máximo estimados, considerando escenarios de Demanda Baja y Alta, respectivamente.

¹⁷ Montos por zona serán repartidos según los porcentajes de Tabla 4-9.

- d) PDCC Fase 3: Falla línea Quillota-San Luis 2x220 kV.
- e) PDCE Zona Norte, asociado a la pérdida de alguno de los doble circuitos del sistema de 500 KV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre: **en desarrollo**.

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 DESCONEJÓN 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 (Extrema)

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) Automatismo transitorio de EDAG en la Zona Norte (Fase 0).
- b) PDCC Fase 1: Contingencia Línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.
- c) PDCE Zona Norte, asociado a la pérdida de alguno de los doble circuitos del sistema de 500 KV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre: **en desarrollo**.

4.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

4.3.3.1 Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas

Los PDCC que actualmente se encuentran implementados en el sistema están 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 y 2020, se ha detectado e instruido la implementación un PDCE en la Zona Norte del SEN. El esquema se sustenta en los siguientes resultados para una falla de Severidad 6.

Tabla 4-11 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

Tramo 2x500 kV	Efecto en el SEN	Clasificación
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
500 kV Polpaico – Lo Aguirre	Riesgo de Apagón Total	Contingencia Extrema

4.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

De acuerdo con las necesidades definidas en el estudio de PRS vigente 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 2022

La Tabla 4-12 resume los requerimientos para el año 2022.

Tabla 4-12 Categorías y subcategorías de SSCC para el año 2022.

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control de Frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF +)
		Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF -)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+)
		Control Terciario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CTF-)
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 o ERAG (EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia y EDAG o ERAG por Contingencia Específica)
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)
Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)		

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Equipos de Vinculación (EV)	Equipos de Vinculación (EV)

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

5.1 ANTECEDENTES GENERALES

En la actualidad, los servicios complementarios de control primario de frecuencia por sobrefrecuencia, secundario de subida y bajada y terciario de sub y sobrefrecuencia se materializan a través de subastas incorporando una serie de reformas implementadas en el esquema de éstas, a saber: modificación del mecanismo de cálculo de precios máximos y medidas de mitigación, eliminación de distorsión asociada a los costos de oportunidad de las ofertas, asimetría en el CPF, entre otras. Los principales cambios fueron reflejados en la RE N° 443 *que fija y comunica los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia*, de fecha 23 de noviembre de 2020, la RE N°442 de la misma fecha que *modifica y reemplaza el Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos*, y la RE N° 493 de fecha 20 de diciembre de 2020, *que fija y comunica los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta del servicio complementario de control primario de frecuencia por sobrefrecuencia*.

El objetivo de dichas medidas fue eliminar la incertidumbre que enfrentaban los agentes¹⁸, efectos que serán analizados en los acápite venideros.

En este contexto y antes de analizar cualquier medida adoptada, resulta fundamental determinar el mercado relevante de que se está hablando, el cual circunscribe el contexto en el que 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”¹⁹.

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 éste 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 mercado²⁰. 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 determinados 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, en algunos casos, irá en aumento.

¹⁸ Ver Carta DE 04954-20 de 21 de septiembre de 2020 e informe de Harrison y Muñoz (2020) disponible en <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/>.

¹⁹ 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.

²⁰ El poder de mercado se define como la capacidad que tiene una empresa para aumentar los precios por encima de cierto nivel competitivo, o de referencia, de manera rentable. Motta (2018).

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 SC 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, entre otros, 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.

Con todo, para efecto de evaluar las condiciones de competencia para los servicios de Control Primario de Frecuencia (CPF), Control Secundario de Frecuencia (CSF) y Control de Tensión (CT) se analizaron indicadores de concentración de tipo estático, como el HHI (*Hirschman-Herfindhal Index*) y el RSI (*Residual Supply Index*).

Para analizar cada índice, ya sea HHI o RSI se consideraron los siguientes umbrales:

- HHI: representando un mercado desconcentrado para un valor menor a 1500, uno moderadamente concentrado para valores entre 1500 y 2500, y de uno altamente concentrado para valores superiores a los 2500 de forma estructural. Cabe destacar que este índice se muestra solo para fines informativos, ya que las condiciones de competencia son determinadas en base al cálculo del RSI.
- RSI: este indicador mide el porcentaje de la demanda que se puede satisfacer sin considerar la capacidad de los i grupos empresariales más relevantes. De este modo, si 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. En particular se emplea el RSI3, el cual corresponde al indicador conjunto para los 3 grupos empresariales con mayor capacidad.

5.2 ACTUAL ESQUEMA DE SUBASTAS SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA

En el presente, las subastas por servicios complementarios de control de frecuencia consisten en ofertas por costos de desgaste, sujetas a valores máximos y medidas de mitigación de corto plazo²¹. De producirse costos de oportunidad y sobre costos, éstos son remunerados *ex post* como parte del valor adjudicado, el cual se define en la RE N° 442 del 23 de noviembre de 2020 como la suma del costo de oportunidad real, costo por operación a un costo variable mayor al costo marginal real, costo de operación adicional real y valor ofertado. Según la resolución, estos componentes se definen de la siguiente manera:

- **“Costo de oportunidad real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por estar prestando un servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Costos por operación a un costo variable mayor al costo marginal real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando el costo variable de la instalación resulta ser mayor al costo marginal del sistema en el mercado de corto plazo. Este costo será calculado por el Coordinador, cuando corresponda, con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Costo de operación adicional real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor, al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación, considerando una operación en que sólo vendería energía sin prestar el servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Valor ofertado:** Es el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. En este valor el Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados en los puntos anteriores tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.”

En adición, como medidas de mitigación de corto plazo, la CNE definió en su RE N° 443 del 23 de noviembre de 2020 y RE N° 493 de fecha 20 de diciembre de 2020 los valores máximos que aplican al proceso de subastas, los cuales se dividen en uno **de reserva** y otro **de remuneración**.

El *precio máximo de reserva* se define como el valor de desgaste estimado, el cual se establece de manera transitoria en la resolución y puede ser recalculado por el Coordinador a través de un estudio de costos, y un factor de ajuste aditivo, el cual corresponde a una función creciente en el número de recursos técnicos ofertados. Ello se justificaría en el entendido que, mientras más competidores oferten, mayor será el nivel de competencia, y en consecuencia menor la necesidad de contar con precio máximo más restrictivo.

En caso de tratarse de conglomerados no pivotaes, si sus ofertas se encontraren por sobre el precio de reserva aludido en el párrafo precedente, las ofertas son descartadas, entendiendo como conglomerado a las empresas pertenecientes al mismo grupo empresarial según lo establecido en el Artículo 96 de la Ley

²¹ En línea a como se realiza en el CAISO, PJM y otros operadores independientes del sistema eléctrico. Ver por ejemplo, “PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations”, diciembre 2019; “PJM Manual 15: Cost Development Guidelines”, septiembre 2020; “Fifth Replacement FERC Electric Tariff, CAISO”, Agosto 2020; y “System-Level Market Power Mitigation: Conceptual Design Proposal”, septiembre 2019.

N°18.045 de Mercado de Valores. Los conglomerados pivotaes son calculados según el RSI3, utilizando la capacidad habilitada disponible y los requerimientos establecidos en el Informe de SSCC respectivo.

Al tratarse de conglomerados pivotaes, entonces las ofertas son descartadas si superan el valor de costo de desgaste “teórico” contenido en la resolución y actualizado por el Coordinador cuando corresponda.

Por su parte, al tratarse de subastas parcial o completamente desiertas, se aplica un precio máximo de remuneración, consistente en un componente de costo de oportunidad, remuneración por operación con costo variable mayor al costo marginal, remuneración por costo de operación adicional para instalaciones de generación térmicas y remuneración por costo de operación adicional para instalaciones de generación hidráulica. Ello implica que, de declararse un proceso parcial o completamente desierto, las unidades que sean “forzadas” en la programación -unidades que no ofertaron- recibirán una remuneración por dichos conceptos *ex post*, pero no se remunerarán los costos de desgaste, ya que no se realiza una oferta.

Consecuentemente, existirían incentivos a la participación para evitar no recibir remuneración por dicho concepto, lo que tendería a generar un ambiente más competitivo.

5.3 CONSIDERACIONES GENERALES ANÁLISIS CONDICIONES DE COMPETENCIA

Debido al actual esquema de subastas y las medidas de mitigación existentes y descritas en la subsección previa, se considera suficiente para llevar a cabo el análisis de competencia el cálculo del indicador RSI3 según lo dispuesto en la resolución exenta de valores máximos. A mayor abundamiento, de existir episodios esporádicos con conglomerados pivotaes, sus ofertas estarán limitadas al valor teórico de costo de desgaste, y de superar dicho valor, el proceso sería declarado parcial o totalmente desierto, con lo cual la totalidad del parque debiese ser considerado y la remuneración correspondería a lo establecido en la misma resolución, que equivale al proceso de instrucción directa.

A pesar de la existencia de medidas de mitigación individual, de existir un RSI3 inferior a 1 para la mayoría del período bajo análisis, no existirían condiciones estructurales de competencia, por lo que no correspondería realizar subastas para el servicio que corresponda.

Ahora bien, dado que el RSI no internaliza asimetrías en el costo de provisión de las reservas entre tecnologías, ni asimetrías en el costo de operación del sistema, el que este indicador sea mayor a uno no es suficiente. En este sentido, las tecnologías con costo variable igual a cero podrían no ejercer presión competitiva a centrales térmicas, ya que como resultado de la co-optimización no se espera que sean adjudicadas frecuentemente, lo que podría tender a sobre estimar las condiciones de competencia existentes en el mercado de no corregir por dicho factor. Lo mismo sucedería con unidades diésel.

Para aproximar el efecto anterior, se llevaron a cabo diversas simulaciones para dos “casos de borde”. Uno que consiste en todas las tecnologías ofertando el valor máximo de reserva y las unidades con costo variable igual a cero un valor equivalente a cero; y otro consistente en que las unidades diésel ofertan cero, mientras que todas las otras unidades ofertan el valor máximo de reserva.

De esta manera se internaliza el “peor escenario” para el mercado desde el punto de vista de las ofertas realizadas por las unidades que poseen un costo variable superior a cero, distintas de unidades diésel, y a su vez se considera el escenario más optimista para las ofertas de las unidades que poseen un costo variable igual a cero y diésel, al asumir que podrían realizar una oferta equivalente a cero, cuando en la práctica se espera que oferten un valor superior a cero. Así las cosas, de no ser adjudicadas estas últimas ofertas, sería un indicador de la falta de presión competitiva de las tecnologías en cuestión.

Ambos casos se resumen según lo siguiente:

- **Caso 1:** Se asume una “oferta sintética” igual al precio máximo de reserva para todas las tecnologías, con excepción de las unidades con costo variable igual a cero, en cuyo caso se asume una oferta igual a cero.
- **Caso 2:** Se asume una “oferta sintética” igual al precio máximo de reserva para todas las tecnologías, con excepción de las unidades diésel, en cuyo caso se asume una oferta igual a cero

De esta manera, de encontrar un indicador RSI3 desfavorable la mayor parte del tiempo, menor a 1, el mercado sería no competitivo, independiente de los ajustes realizados a partir de los casos descritos con antelación. En cambio, de encontrar un indicador RSI3 mayor a 1, ello no necesariamente implicaría la potencial existencia de un mercado competitivo, ya que se deben tener en consideración las limitaciones en la presión competitiva que pueden tener centrales con costo variable igual a cero y unidades diésel, por lo que en dichas situaciones es necesario analizar los resultados del Caso 1 y Caso 2.

Para la aplicación de los casos 1 y 2, se considerará como parte de la capacidad disponible para el cálculo del RSI3 el porcentaje de adjudicación en el período simulado²².

5.3.1 CONSIDERACIONES Y ESCENARIOS DE OPERACIÓN PARA CÁLCULO DE RSI Y SIMULACIONES

Para el año 2022 se consideran nuevos proyectos de generación y transmisión conforme a los proyectos declarados en construcción según Resolución Exenta 57 de la Comisión Nacional de Energía (de febrero 2021) e información del estado de conexión de proyectos con la que cuenta el Coordinador. Respecto a indisponibilidades programadas, se consideró el programa de mantenimiento mayor vigente de marzo 2021.

A efectos de representar condiciones de operación relevantes del Sistema Eléctrico Nacional se consideraron cinco semanas representativas para el año 2022, así como cuatro condiciones hidrológicas, según se muestra en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1: Fechas de operación considerados para simulaciones

Mes	Día inicio	Día término
Enero	16	22
Marzo	8	14
Abril	8	14
Julio	8	14
Octubre	8	14

Con respecto a las condiciones hidrológicas evaluadas, se eligieron cuatro hidrologías representativas de diferentes condiciones de abastecimiento del sistema y que reflejan distintas disponibilidades de recursos para prestar SSCC de reserva. Las hidrologías elegidas corresponden a 20%, 50%, 90% y 95% de probabilidad excedencia del sistema, considerando la estadística disponible a la fecha de inicio de los estudios (59 años).

A su vez, las semanas seleccionadas corresponden a los meses de enero, marzo, abril, julio y octubre. Cada uno de estos meses representa condiciones de abastecimiento particulares de diferentes épocas del año, según se detalla a continuación:

²² Si la proporción es igual a 1, se asume que todo el parque generador de las tecnologías respectivas podría prestar el servicio.

- Semana de enero: representa las condiciones de abastecimiento del período diciembre-enero, y corresponde a la etapa media de período de deshielo.
- Semana de marzo: representa las condiciones de abastecimiento del período febrero-marzo, y corresponde a la etapa final del período de deshielo (deshielo en recesión).
- Semana de abril: representa las condiciones de abastecimiento del período abril-mayo, caracterizado por una alta incertidumbre hidrológica, previo al inicio del período de lluvias.
- Semana de julio: representa las condiciones de abastecimiento del período de invierno y previo al deshielo (junio-agosto), con un consumo de mayor factor de carga y condiciones de abastecimiento muy diferentes para las distintas condiciones hidrológicas.
- Semana de octubre: representa las condiciones de abastecimiento del período de deshielo en su fase inicial (septiembre-noviembre), con elevados afluentes para la mayoría de las condiciones hidrológicas de la estadística.

Conforme a los periodos de tiempo considerados en el análisis, las simulaciones para el Caso 1 y Caso 2 consideraron las siguientes restricciones para provisión de reservas de los siguientes centrales de hidro-embalse:

- Central Antuco: durante el período de riego (diciembre –abril) la central está inhabilitada para entregar servicios de reserva debido a que debe mantener su generación estable. Esto a su vez, impone restricciones a los servicios de reserva que puede entregar la central El Toro.
- Central Pangué: Inhabilitada para entregar servicio de CPF y CSF con bajos caudales, en periodos de riego (diciembre – mayo). La prestación del servicio también se ve restringida por las restricciones de caudal en el río, aguas debajo de la central Angostura.
- Central Ralco: Inhabilitada para entregar servicio de CPF y CSF con cotas bajo la 696 m.s.n.m. Además, esta central tiene restricciones de máxima generación diaria, que dependen del gradiente entre las cotas iniciales y finales de cada día, lo que limita la prestación de SSCC.
- Central Colbún: Inhabilitada para entregar servicio de CPF y CSF con cotas bajo la 420 m.s.n.m. para una unidad y bajo la 418 m.s.n.m. para dos unidades.

Respecto a la proyección de disponibilidad de GNL y GN corresponde a la disponibilidad utilizada en el proceso de programación al momento de elaboración del presente Informe. De esta manera, la disponibilidad de GNL corresponde a la del proceso de programación para el año 2022 completo.

Las Configuraciones Operativas y capacidades operacionales para proveer reservas de control de frecuencia consideradas en las simulaciones se encuentran individualizadas en el Anexo F.

Adicionalmente, la demanda considerada corresponde a una estimación que considera una tasa de crecimiento de 1% con respecto a la estimación de ventas reales de los últimos 12 meses (2020-2021).

En relación con el modelo matemático para las simulaciones de co-optimización corresponde al mismo alcance del modelo que es utilizado para la programación diaria de la operación, en cuanto a representación de parque generador, demanda, restricciones de reserva y sistema de transmisión.

Dado lo anterior, a continuación, se muestran las condiciones de competencia para cada uno de los servicios definidos en la Resolución Exenta N°442, de 23 de noviembre de 2020 y que son requeridos para el año 2022.

5.4 CONTROL DE FRECUENCIA

5.4.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Para determinar la capacidad disponible para la prestación del servicio de control primario de frecuencia, se consideraron todas las unidades habilitadas para tal efecto, así como también aquellas centrales ERV con la función de HFRT habilitada, lo que les permite hacer control de frecuencia. Cabe destacar que cada unidad considerada tiene una respuesta distinta frente a un fenómeno de sobrefrecuencia dado que poseen distintos estatismos, frecuencia de desactivación y tiempos de establecimiento. Ahora bien, en caso de querer participar en el proceso de subastas, se deberán someter al proceso de verificación y ajustar sus parámetros a los valores que el Coordinador defina.

A partir de la información anterior, se calculó el HHI y RSI3 para el CPF de subida y bajada²³.

Figura 5-1: Curva duración HHI CPF+ para diferentes hidrologías

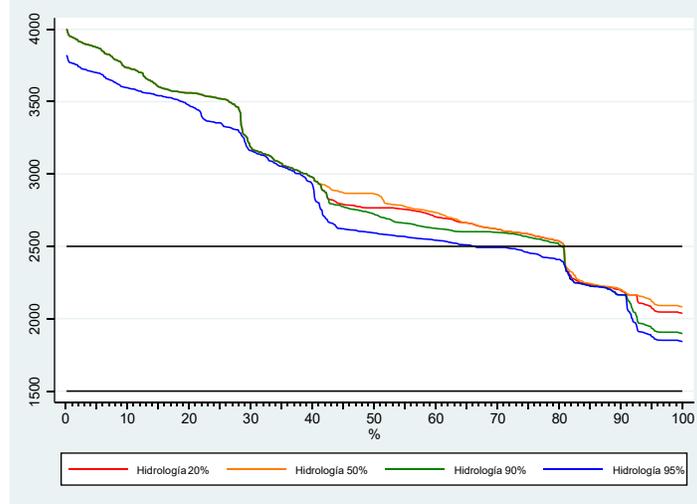
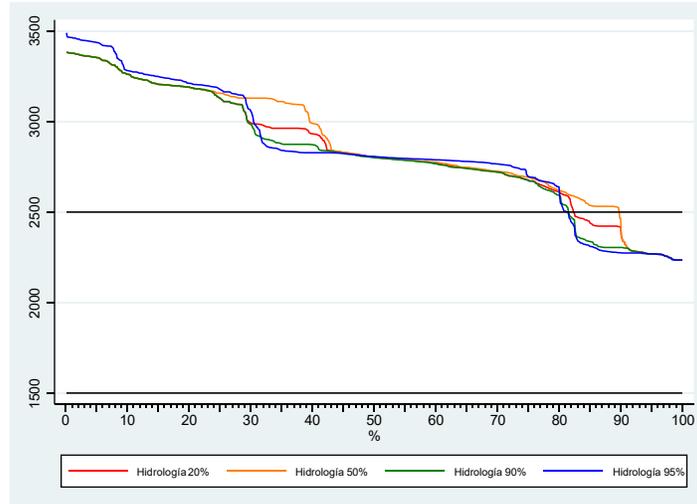


Figura 5-2: Curva duración HHI CPF- para diferentes hidrologías



²³ No se considera el control rápido dentro del análisis.

Como se observa en las Figura 5-1 y Figura 5-2, ambos servicios presentan niveles de concentración relativamente elevados, estando sobre 2500 la mayoría del tiempo para todas las hidrologías simuladas.

Al considerar el RSI3, los niveles de concentración se traducen en la existencia de agentes pivotaes para el servicio de subida, incluso al incluir las centrales ERV que no se encuentran verificadas, existiendo un valor menor a 1 un poco más de la mitad del período simulado. En contraste, en el servicio de bajada no existiría ningún agente pivotal, lo cual podría ser atribuido a la existencia de un nivel de requerimiento reducido al tratarse de control asimétrico de frecuencia, así como también a la inclusión del parque ERV.

Figura 5-3: Curva duración RSI3 CPF+ para diferentes hidrologías incluyendo ERV.

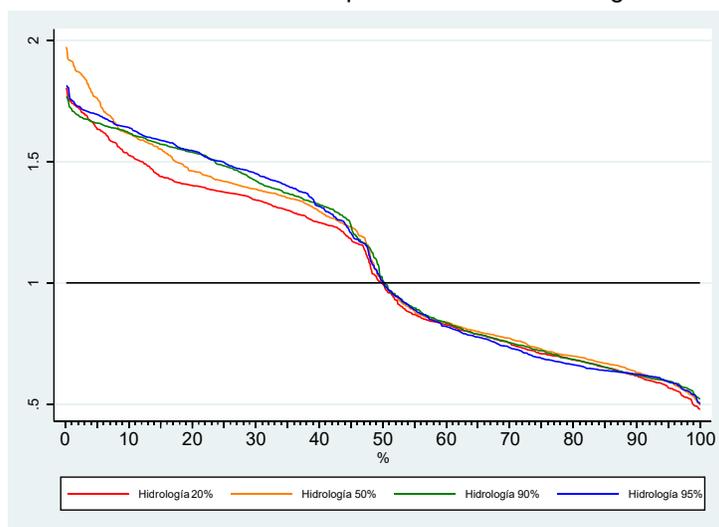
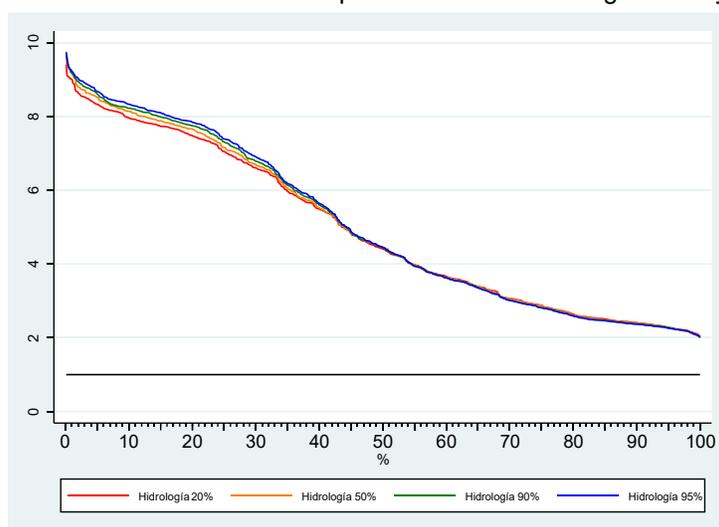


Figura 5-4: Curva duración RSI3 CPF- para diferentes hidrologías incluyendo ERV.



Ahora bien, tal como fue mencionado previamente, los resultados anteriores no garantizan la existencia de niveles de competencia en el mercado, ya que se debe internalizar la posible limitada presión competitiva que podrían ejercer las centrales con costo variable igual a cero.

De internalizarse los casos 1 y 2 en la disponibilidad de recursos, los resultados cambian de forma significativa para el servicio de subida, aumentando la frecuencia de agentes pivotaes a un rango entre 63% y 68% del período simulado, dependiendo de la hidrología de la que se trate. Los valores del indicador para el servicio de bajada también bajan drásticamente, pero la conclusión sigue siendo la misma con valores superiores a 1 un 100% del período simulado, tal como se muestra en la Figura 5-5 y Figura 5-6.

Figura 5-5: Curva duración RSI3 CPF+ diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2

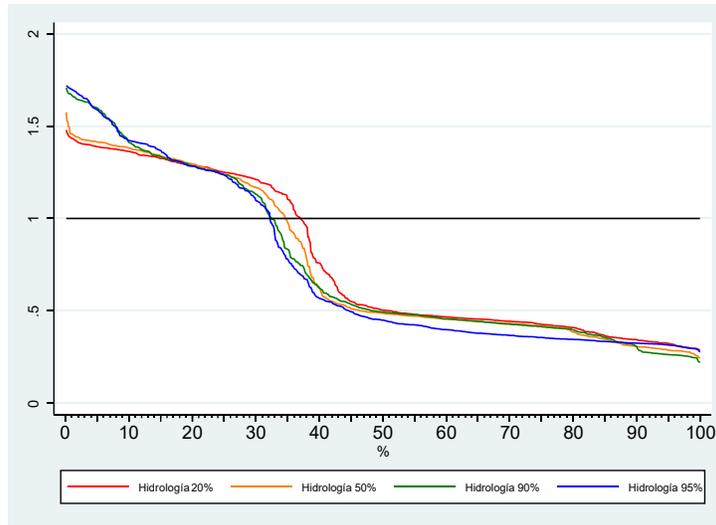
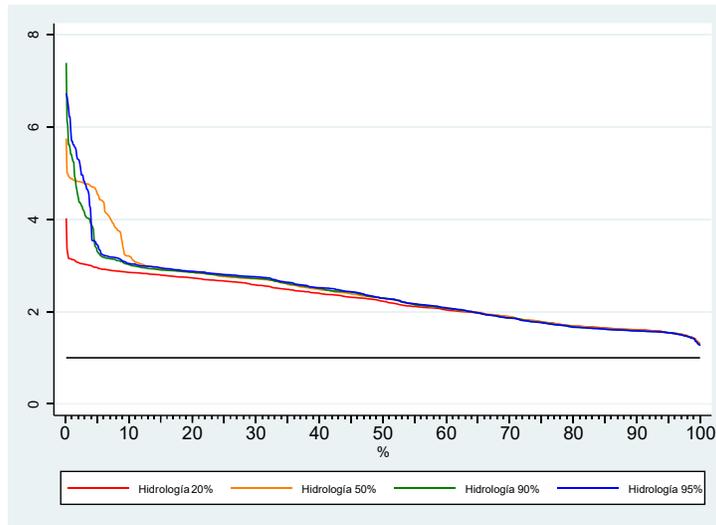


Figura 5-6: Curva duración RSI3 CPF- diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2.



Al restringir los resultados aún más, excluyendo las centrales ERV por completo del grupo de unidades disponibles, lo cual podría considerarse como un punto de partida razonable a la espera de la verificación de las unidades de esta tecnología, los resultados empeoran sustantivamente para el servicio de subida, estando el 100% del tiempo bajo 1, mientras que solo se deterioran levemente en el caso de sobrefrecuencia, aunque sigue estando por sobre 1 el 100% del tiempo en todos los escenarios hidrológicos.

Figura 5-7: Curva duración RSI3 CPF+ para diferentes hidrologías sin ERV

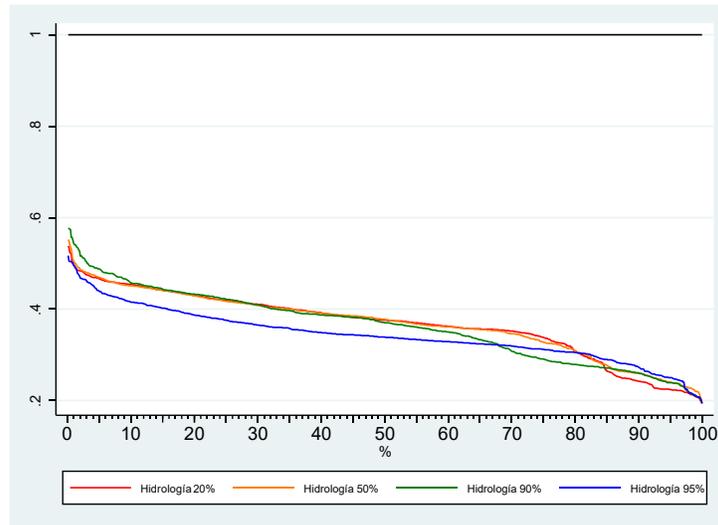
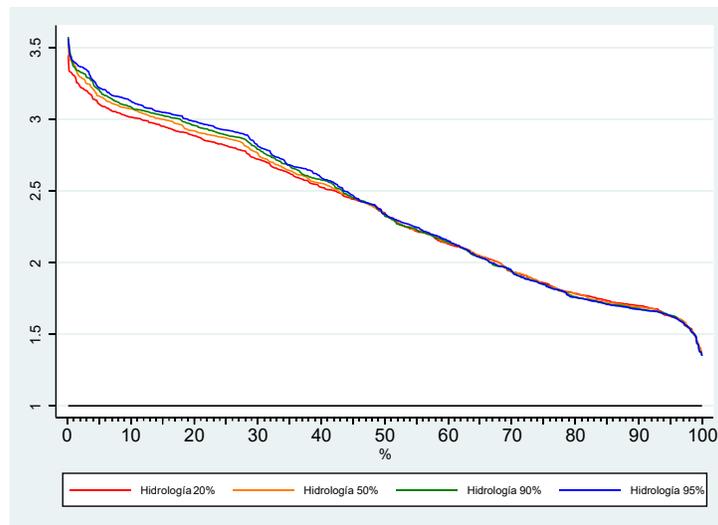


Figura 5-8: Curva duración RSI3 CPF- para diferentes hidrologías sin ERV.



Consecuentemente, condicional al nuevo esquema de subastas que se encuentra vigente con la RE N° 442 y RE N° 443 de la CNE, ambas de 23 de noviembre de 2020, en conjunto con la RE N°492 del 20 de diciembre de 2020, se concluye que **existirían condiciones de competencia** para el servicio de bajada y se descartarían para el servicio de subida.

5.4.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA

Los potenciales competidores que fueron tenidos en consideración para la prestación del CSF correspondieron al parque existente y habilitado para dar dichos servicios, en adición a 410 MW adicionales de centrales ERV. Con esto último se asume un escenario optimista en cuanto a la conexión de centrales ERV al AGC. En cualquier caso, tal como fuese mencionado en párrafos precedentes, es necesario analizar de todas formas los resultados con un nivel restringido del parque ERV, ya que la presión competitiva que pueden inyectar al mercado puede verse afectada por la asimetría de costos que se generan en la operación al poseer costos variables iguales a cero.

Respecto a este punto, en las siguientes figuras se presentan tanto el HHI como el RSI para servicios de sub y sobrefrecuencia, considerando la capacidad ajustada por los casos 1 y 2, para todas las hidrologías simuladas, donde se aprecia que existiría un nivel de concentración elevado para ambos servicios. Asimismo, existen agentes pivotaes en el servicio de subida, pero solo un 35% del período simulado para las hidrologías con probabilidad de excedencia de 50%, 90% y 95%, situaciones para las cuales existen las medidas de mitigación señaladas al inicio de este capítulo. El escenario para el servicio de bajada es similar, aunque levemente mejor, al presentar agentes pivotaes cerca de un 30% del período simulado.

Figura 5-9: Curva duración HHI CSF+ para diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2

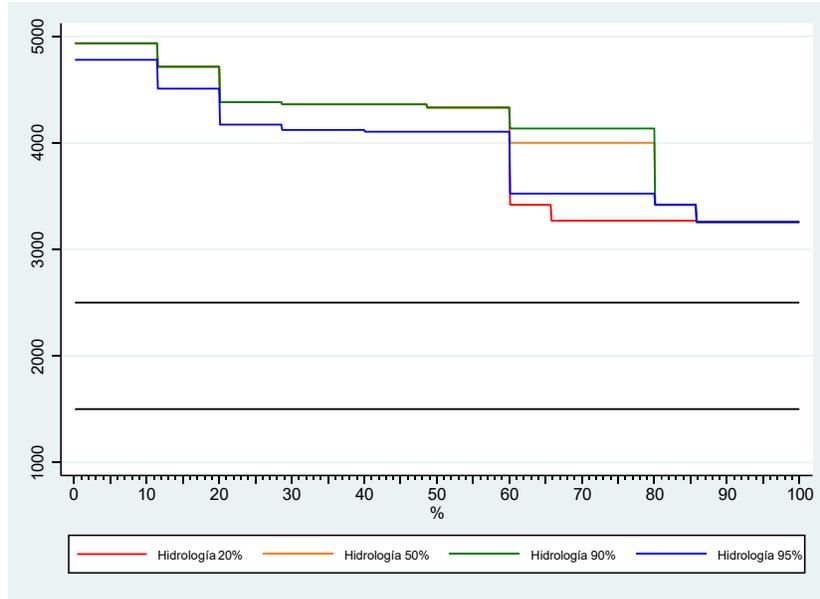


Figura 5-10: Curva duración HHI CSF- para diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2

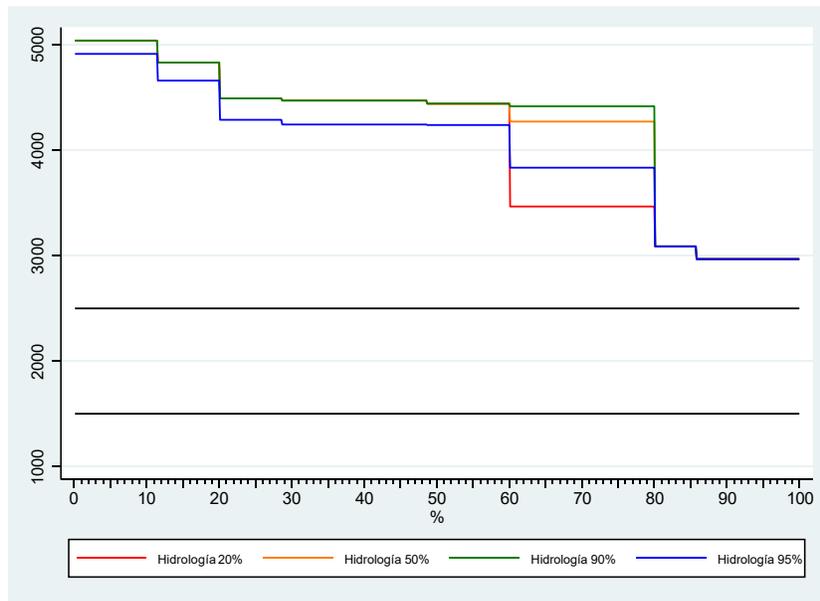


Figura 5-11: Curva duración RSI3 CSF+ diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2

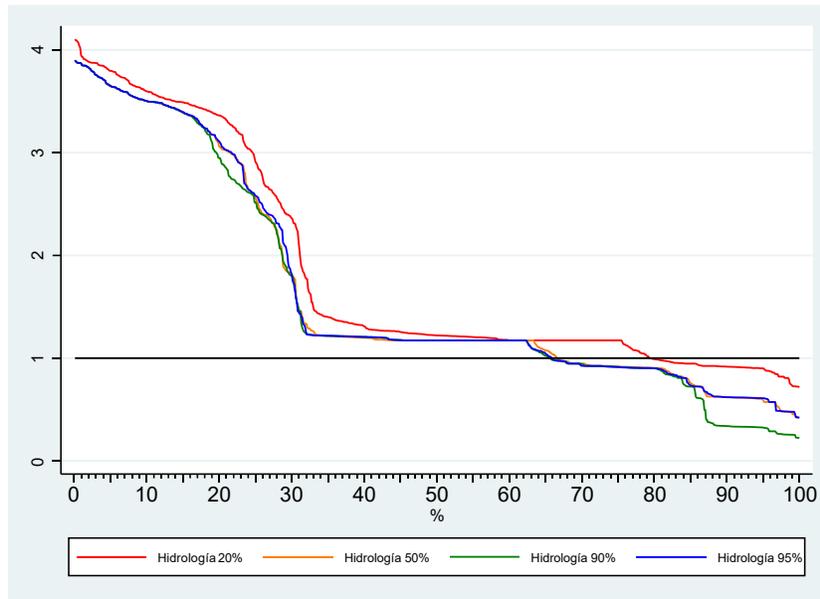
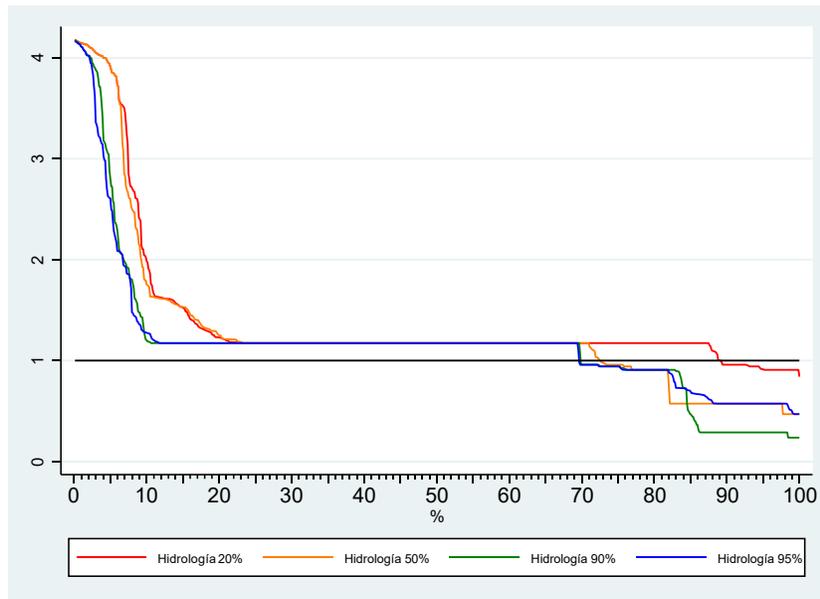


Figura 5-12: Curva duración RSI3 CSF- diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2



Consecuentemente, condicional al nuevo esquema de subastas que se encuentra vigente con la RE N° 442 y RE N° 443 de la CNE, ambas de 23 de noviembre de 2020, en conjunto con la RE N°492 del 20 de diciembre de 2020, se concluye que **existirían condiciones de competencia** para los servicios de CSF+ y CSF-.

5.4.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

En cuanto a los potenciales competidores, para este servicio se consideró todo el parque de centrales, tanto convencionales como ERV, que puedan proveer el servicio. Ello se justifica por los relativamente bajos requerimientos administrativos, tanto para incorporarse a las subastas como para proveer el servicio de control terciario, de carácter manual.

El Control Terciario de Frecuencia presenta resultados mixtos en lo referido a concentración de mercado, al ubicarse el HHI del servicio de subida primordialmente entre 1500 y 2500, mientras que el de bajada se encuentra en su mayoría sobre 2500, por lo que podría ser calificado como un mercado altamente concentrado en contraste con el servicio por subfrecuencia.

Figura 5-13: Curva duración HHI CTF+ para diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2.

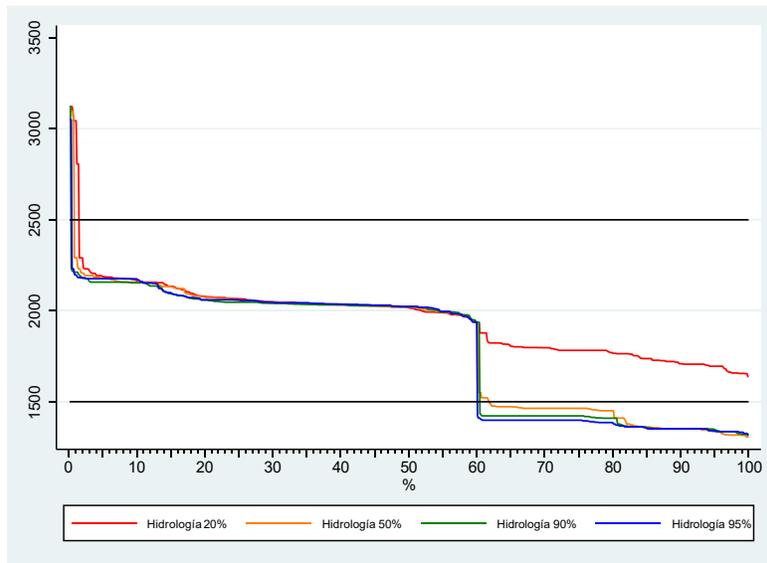
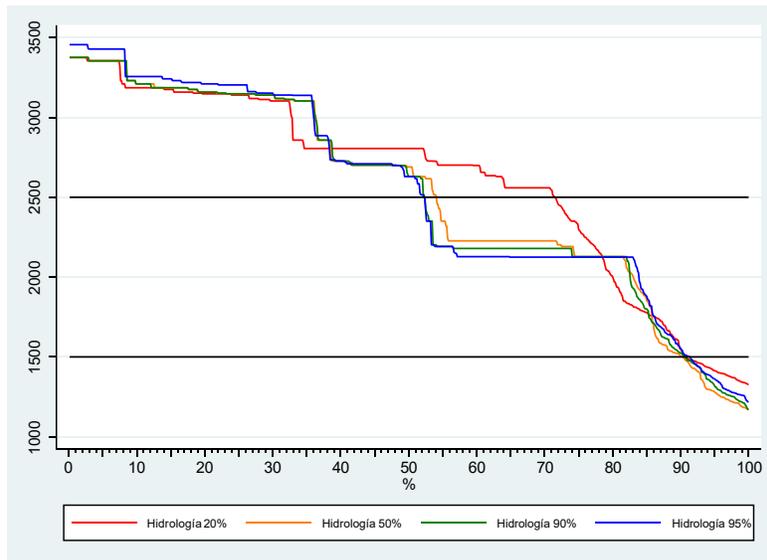


Figura 5-14: Curva duración HHI CTF- para diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2



Ahora bien, a pesar de los niveles de concentración expuestos previamente, no existirían agentes pivotaes en ninguno de los dos servicios, presentando niveles de RSI3 relativamente elevados²⁴, lo cuales son presentados en la Figura 5-15 y Figura 5-16.

Figura 5-15: Curva duración RSI3 CTF+ diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2

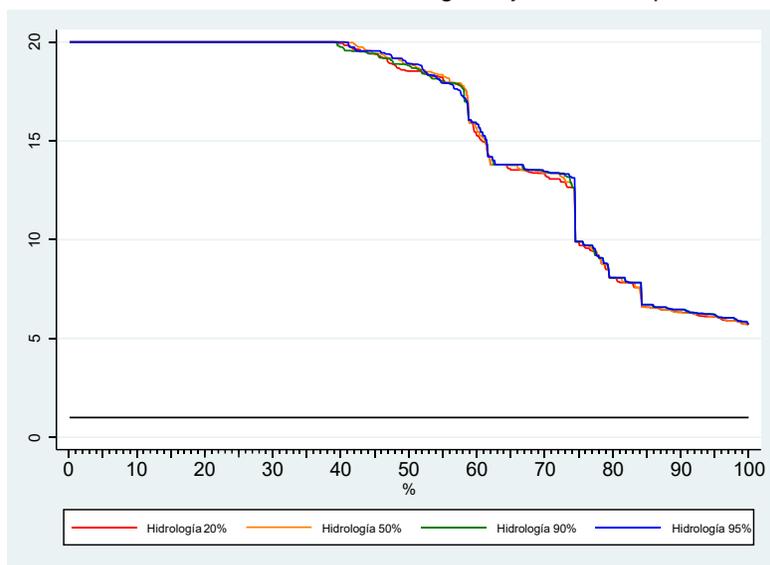
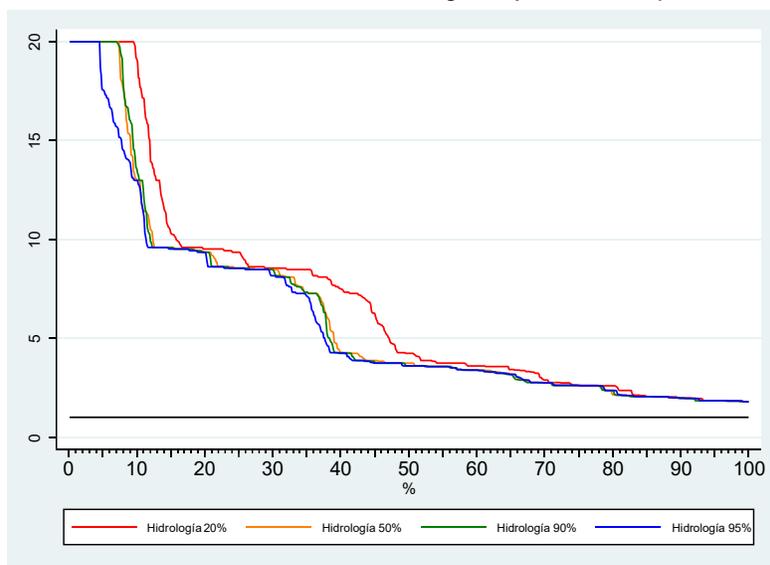


Figura 5-16: Curva duración RSI3 CTF- diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2



Consecuentemente, condicional al nuevo esquema de subastas que se encuentra vigente con la RE N° 442 y RE N° 443 de la CNE, ambas de 23 de noviembre de 2020, en conjunto con la RE N°492 del 20 de diciembre de 2020, se concluye que existirían condiciones de competencia para los servicios de control terciario de frecuencia por sub y sobrefrecuencia.

²⁴ Solo para efectos visuales se restringieron los valores de los indicadores a un máximo de 20.

5.4.4 DESEMPEÑO DE LAS SUBASTAS

Lo anteriormente expuesto corresponde a un análisis estructural del mercado, sin tener en consideración el desempeño de éste. En consistencia con lo descrito en el Artículo 25 del Reglamento de Servicios Complementarios, el cual establece que *“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.”*, el Coordinador realiza “casos bases” diarios desde el 1 de enero de 2021.

Estos casos se alimentan de los mismos inputs que la programación diaria, con la única salvedad que como oferta de costos de desgaste se internalizan los costos provistos por la CNE para el cálculo de los precios máximos, y se tienen en consideración la totalidad del parque disponible, lo que equivaldría a una programación diaria en la cual todas las subastas hayan sido declaradas totalmente desiertas.

Debido al nuevo esquema de subastas, existen limitadas posibilidades de abuso de poder de mercado en el mercado de los servicios complementarios, pero sí podría haber desviaciones de la operación a mínimo costo del sistema que sean gatilladas por un despacho subóptimo, lo que podría últimamente impactar los costos marginales. Por lo mismo, a continuación, se presenta una comparación en diversas variables clave entre la programación diaria y los casos base, como son los costos marginales, costos de operación y generación por combustible, para el período comprendido entre el 1 de enero y 4 de mayo de 2021.

En la Figura 5-17, Figura 5-18 y Figura 5-19 se puede observar la evolución en el tiempo de la diferencia entre los costos marginales programados reales y los costos marginales de los casos base. Una diferencia positiva implica que los costos marginales de la programación real resultaron más elevados que los costos marginales de los casos base, mientras que una diferencia negativa implica que de haberse incluido todo el parque generador en el proceso de co-optimización, los costos marginales programados habrían resultado superiores.

Como se aprecia, para las tres barras en cuestión las diferencias son relativamente pequeñas, aunque han existido episodios menos frecuentes en los cuales las diferencias han sido significativas.

Figura 5-17: Diferencia CMg programado y Caso Base, barra Crucero 220 kV

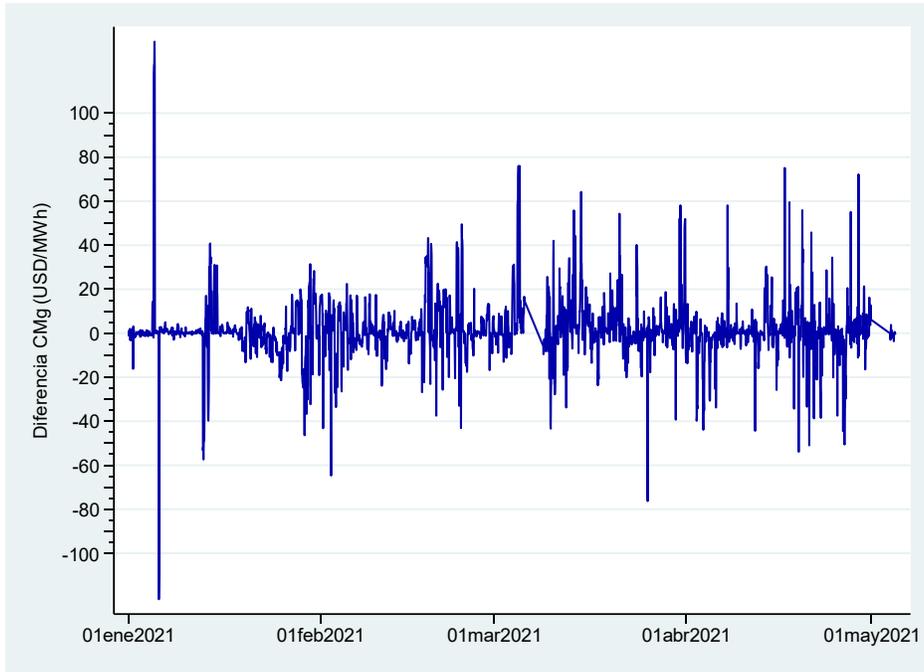


Figura 5-18: Diferencia CMg programado y Caso Base, barra Quillota 220 kV

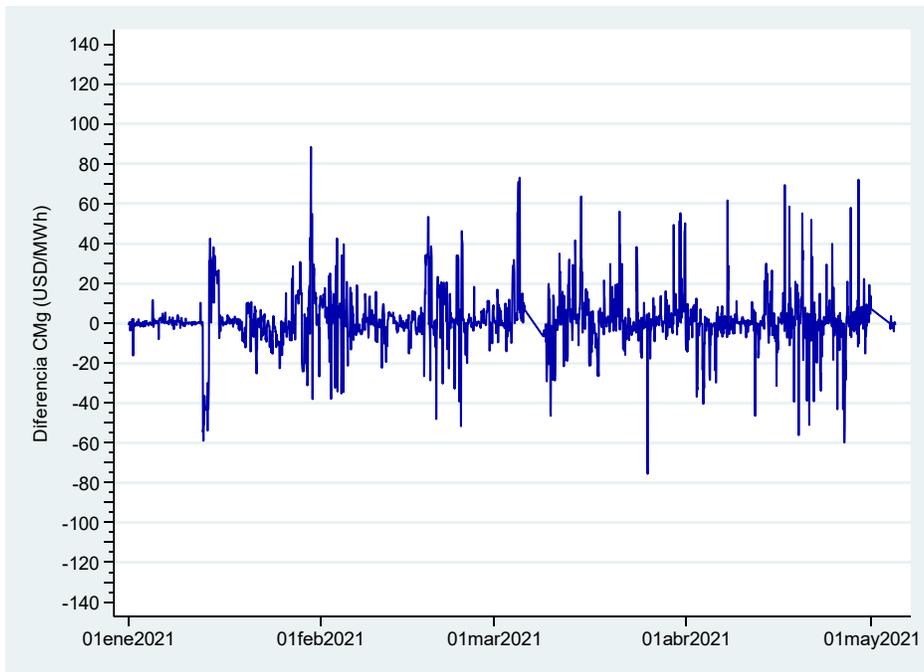
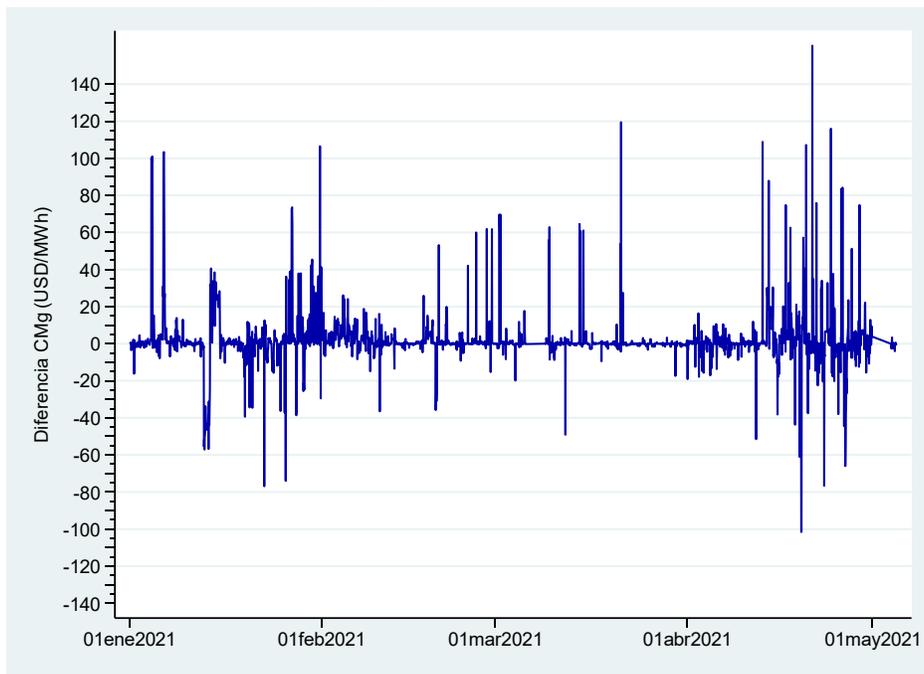
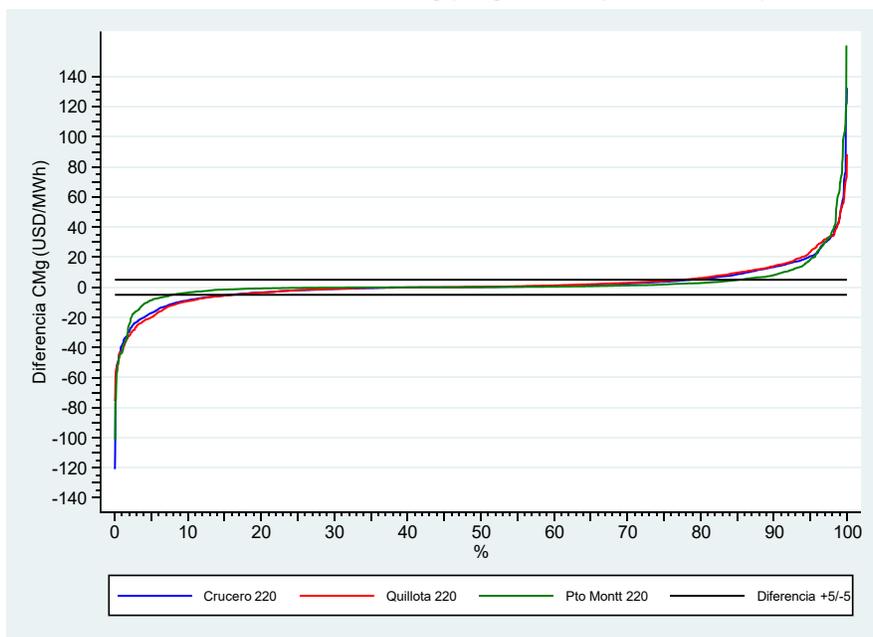


Figura 5-19: Diferencia CMg programado y Caso Base, barra Puerto Montt 220 kV



Un resumen de las diferencias se presenta en el gráfico de duración siguiente, donde se desprende que cerca del 70% del tiempo las diferencias se encontraron en un rango de -5 USD/MWh y +5USD/MWh. A su vez, la mayor parte de las diferencias son positivas, al igual que la mayor parte de los casos extremos, siendo la barra Puerto Montt 220 la que presenta una menor dispersión.

Figura 5-20: Curva de duración diferencias CMg programado y Caso Base para diferentes barras



Ahora bien, al considerar las diferencias en costos marginales por bloque horario, se deriva de la Figura 5-21 que en la barra Crucero 220 kV el bloque solar presenta una menor dispersión que el resto de los bloques,

aunque se concentra levemente bajo cero. Por su parte, dichas diferencias en la distribución de diferencias en los costos marginales se reducen en la barra Quillota 220 kV, concentrándose levemente por sobre cero (Figura 5-22), mientras que en Puerto Montt 220 kV dichas diferencias entre bloques desaparece casi por completo y las distribuciones se centran en cero (Figura 5-23).

Figura 5-21: Distribución diferencias CMg programado y Caso Base por bloque horario, barra Crucero 220 kV

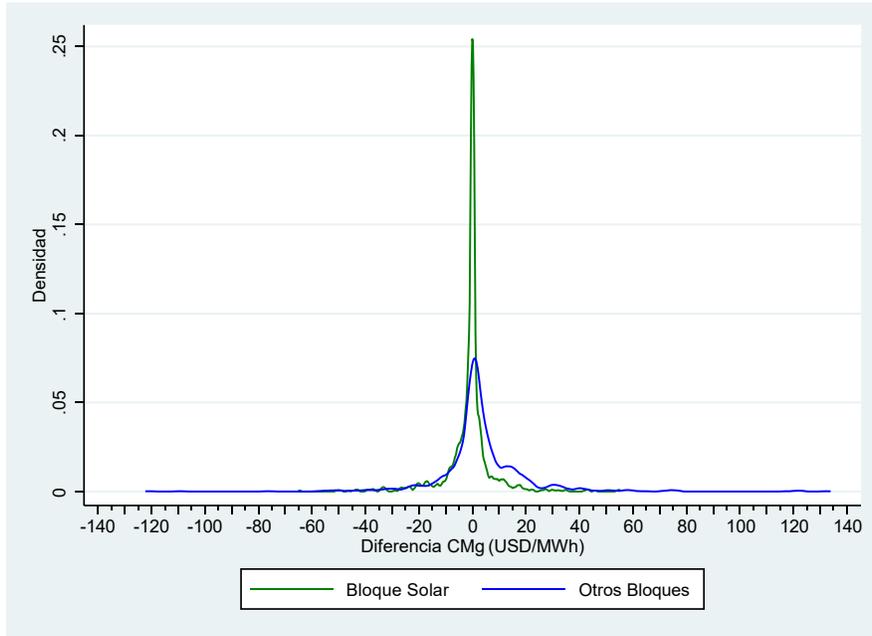


Figura 5-22: Distribución diferencias CMg programado y Caso Base por bloque horario, barra Quillota 220 kV

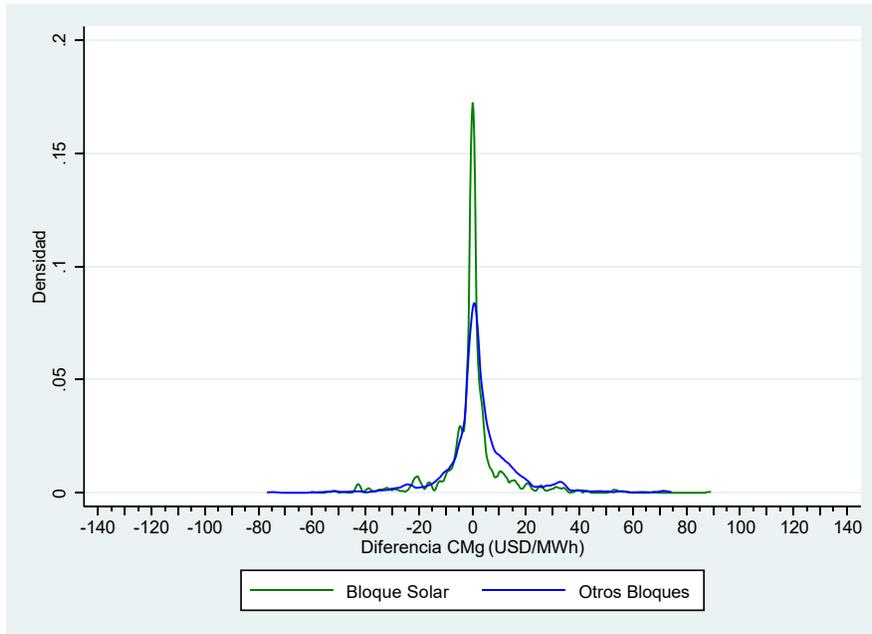
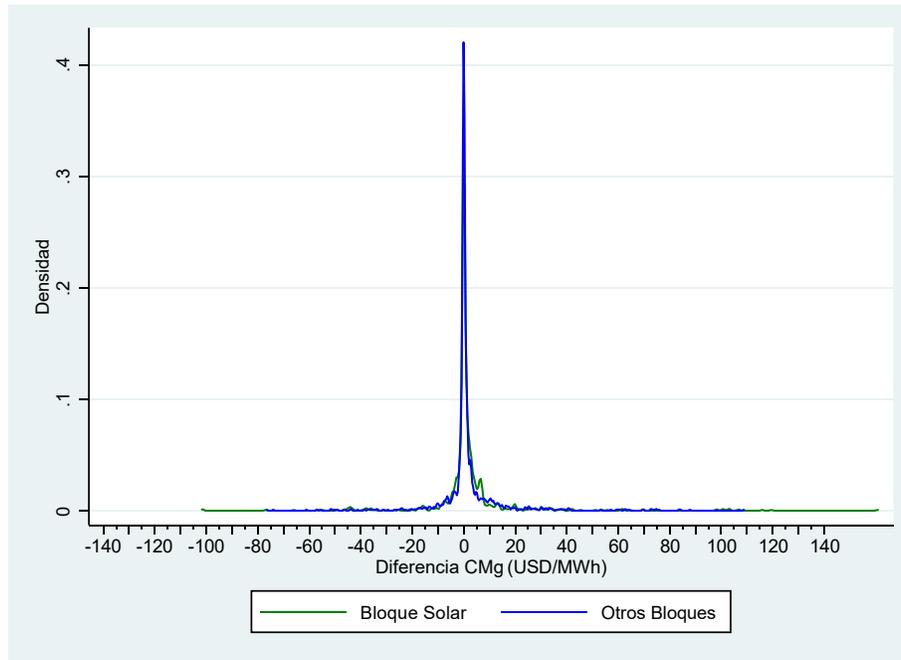


Figura 5-23: Distribución diferencias CMg programado y Caso Base por bloque horario, barra Pto Montt 220 kV



Por lo anterior, no podría afirmarse que existiría una desviación sistemática de los costos marginales asociada a la subasta de SSCC. Adicionalmente las desviaciones puntuales observadas, son materias de un monitoreo *expost* de las condiciones de competencia particulares para dichos eventos, materia que escapa al objeto del presente informe.

Otro factor relevante que comparar son los sobrecostos y costos de oportunidad que se producirían con motivo de las subastas de SSCC. Para lograr lo anterior, a partir de las adjudicaciones de la programación diaria y los casos base se calcularon los valores respectivos empleando los factores de activación más recientes al momento de realización de la programación, prorrateando los sobrecostos por cantidad adjudicada de cada servicio de la unidad que generó dicho sobrecosto²⁵. En la Figura 5-24 se presenta la evolución de la diferencia de costos programados sobre los costos de los casos base. Se aprecia que, de incluir todas las unidades en el proceso de co-optimización, se podría lograr un menor pago por costos de oportunidad, pero se podría incurrir al mismo tiempo en un mayor pago por sobrecostos, existiendo una diferencia total cercana a cero²⁶, a pesar de la existencia de episodios con valores ostensiblemente más elevados para la programación real respecto de los costos de oportunidad, los cuales estarían originados primordialmente por el CTF, como se observa en la Figura 5-25²⁷.

²⁵ Para servicios de subida, los costos de oportunidad fueron calculados como: $CO = (CMg - CV) * Adj * (1 - FA)$, donde CO denota el costo de oportunidad, CMg el costo marginal en la barra de inyección de la unidad respectiva, CV el costo variable, Adj la cantidad adjudicada y FA el factor de activación. Para los servicios de bajada, el sobrecosto solo ocurre al momento de la activación, por lo que su cálculo corresponde a: $CO = (CMg - CV) * Adj * FA$.

Por su parte, en lo respectivo a los sobrecostos, al tratarse de servicios de subida, estos fueron estimados como: $SC = (CV - CMg) * (MT * Prorrata + Adj * FA)$, donde SC corresponde a los sobrecostos, MT al mínimo técnico de la unidad en cuestión, $Prorrata$ es la prorrata por cantidad adjudicada por servicio para una unidad y el resto de la notación es la misma señalada anteriormente. Al tratarse de servicios de bajada la expresión anterior se modifica como sigue: $SC = (CV - CMg) * (MT * Prorrata + Adj * (1 - FA))$.

²⁶ El promedio de la diferencia de la suma de costos de oportunidad y sobrecostos es igual a -0,39%, lo que implicaría que los costos totales teóricos derivados de la programación serían levemente negativos

²⁷ Solo para efectos visuales se limitaron las diferencias a 100%, habiendo existido episodios con valores porcentuales superiores, aunque de nivel reducido.

Figura 5-24: Diferencia de costos diarios entre programación real y caso base

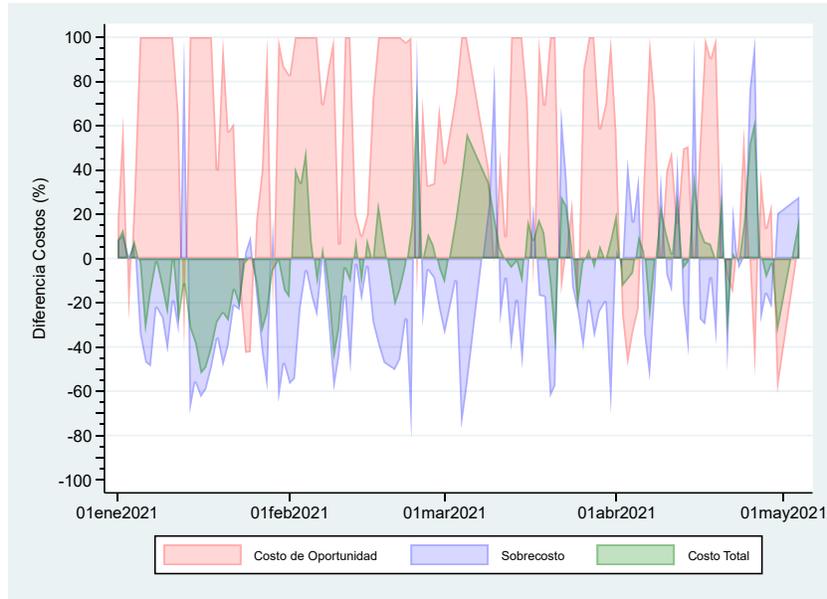
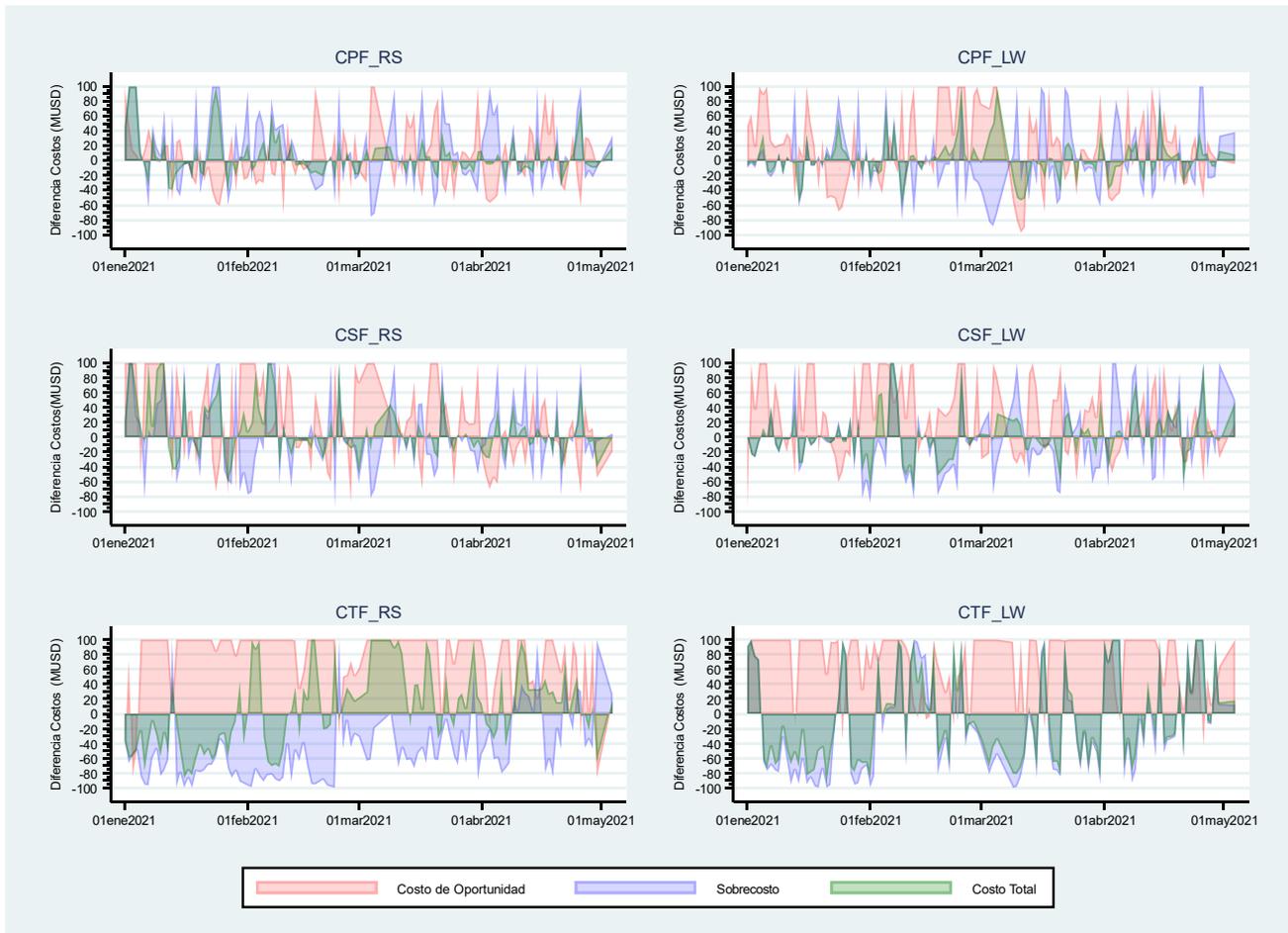
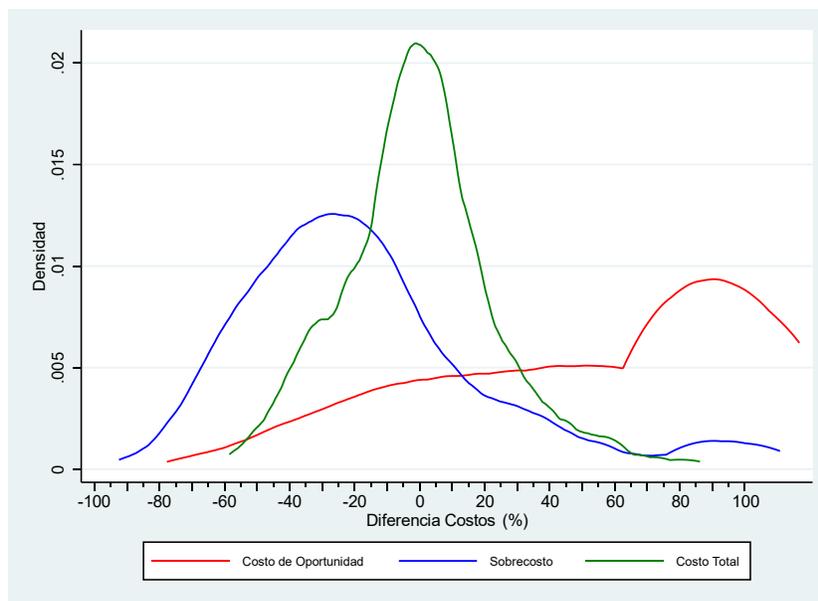


Figura 5-25: Diferencia de costos diarios por servicio entre programación real y casos base



La distribución de diferencias de costos por componente se puede apreciar en la Figura 5-26, donde se observa claramente las tendencias señaladas y la distribución de costos totales centrada en cero.

Figura 5-26: Distribución diferencia de costos diarios entre programación real y casos base.



Cabe destacar que la existencia de mayores sobrecostos en los casos base está asociada a una mayor adjudicación de unidades hidroeléctricas de embalse en comparación con lo que sucede en la realidad, tal como se refleja en la Figura 5-27. Del mismo gráfico se desprende que los servicios que son adjudicados mayormente por instrucción directa poseen una menor diferencia respecto del combustible de las unidades adjudicadas, al existir una menor divergencia con el escenario empleado en el caso base, equivalente a un proceso completamente desierto (ver Figura 5-28).

Figura 5-27: Adjudicación por combustible programa diario (PRG) vs caso base (CB)

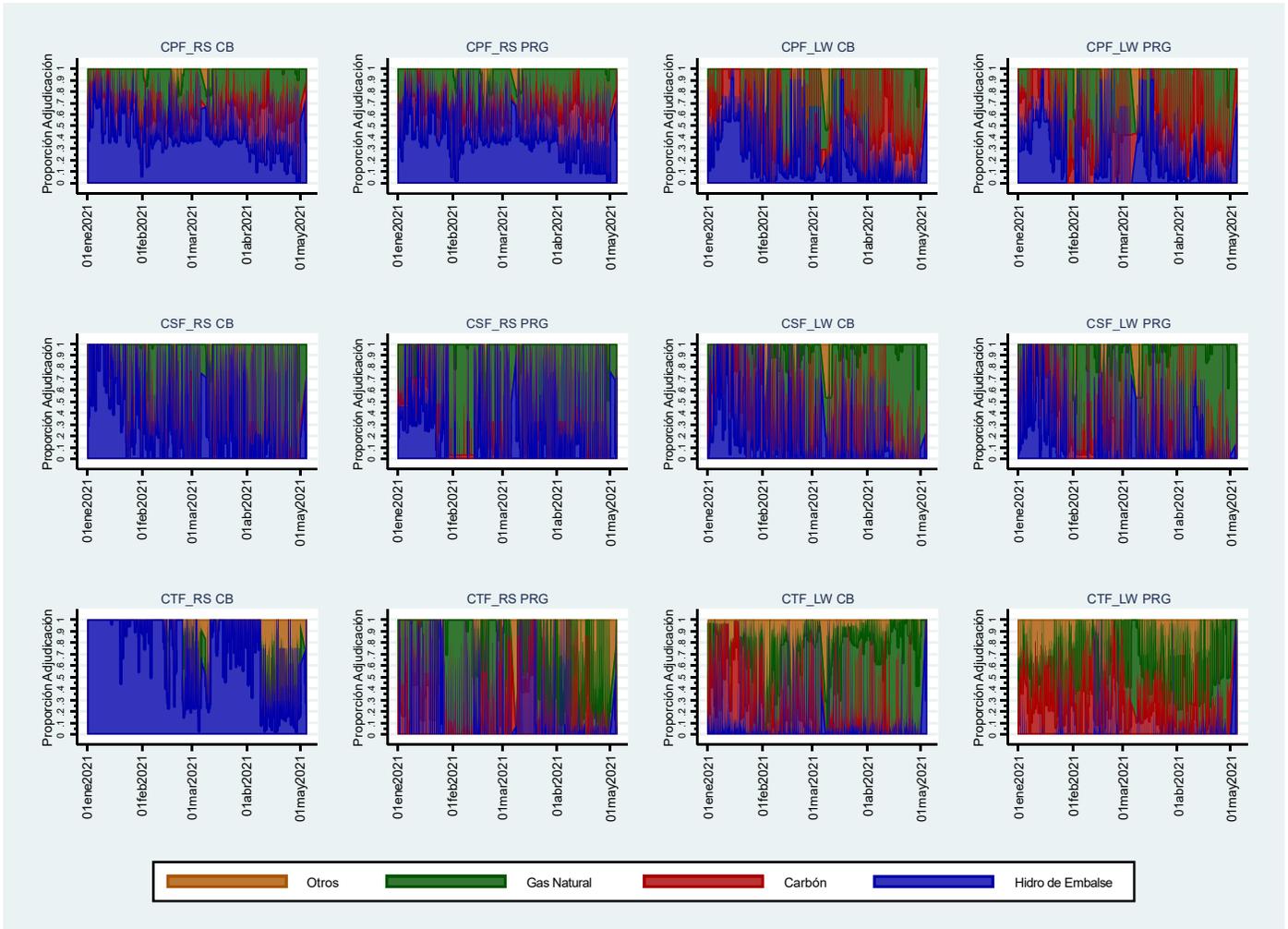
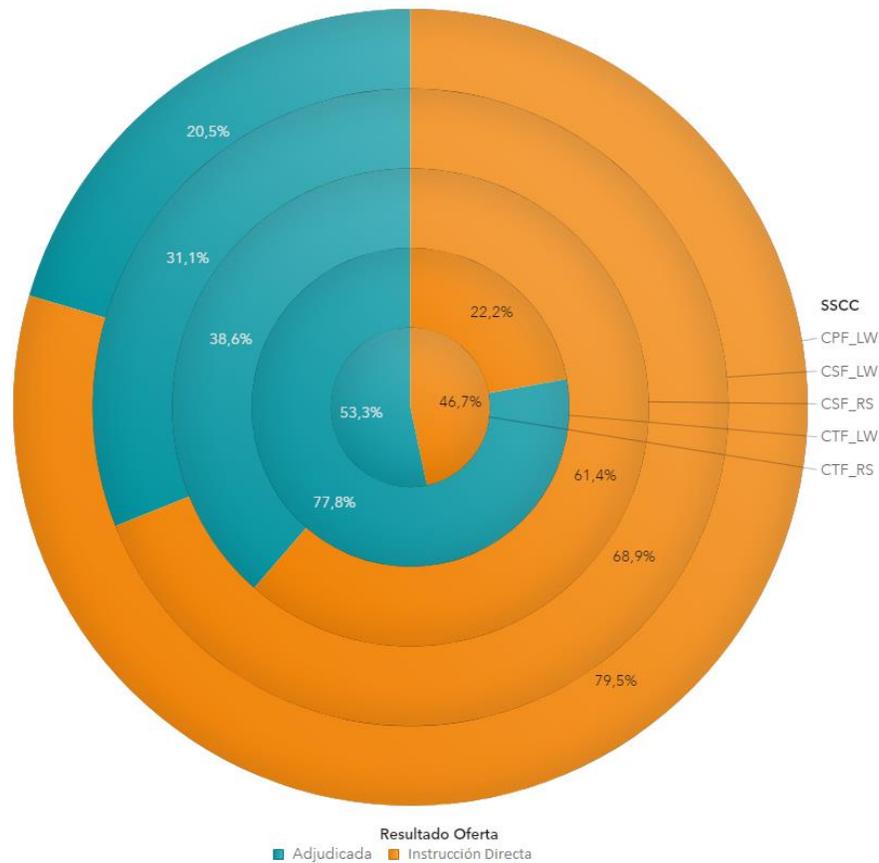


Figura 5-28: Proporción adjudicación por subastas e instrucción directa por servicio



Los resultados previos contrastan drásticamente con la evaluación realizada el año 2020 del desempeño de las subastas. Aunque se trata de esquemas diferentes, en la actualidad la distribución de costos es relativamente simétrica entre los programado y el escenario base, sin una tendencia al alza como sí se verificó en la citada evaluación del año 2020 (ver Anexo F). Ello se atribuye a los cambios implementados en el esquema de subastas, así como también a la implementación de medidas de mitigación individuales, que limitan el potencial ejercicio de poder de mercado.

No obstante, los casos base dejan en evidencia que han existido escenarios extremos que podrían ser evitados en el futuro de incluir todo el parque generador habilitado para la prestación de los SSCC en el proceso de co-optimización.

5.5 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. La evaluación del índice se realizó considerando que solo los recursos asociados a unidades generadoras pueden participar del mercado del SC de Control de Tensión. Los equipos de compensación reactiva no participarían activamente de este mercado ya que son remunerados a través de otros mecanismos o están para cumplir con la NTSyCS, pero sí aportan en la provisión del requerimiento, los cuales son aquellos ya indicados en la sección 4.2 del presente informe.

Para la prestación del servicio en condiciones de operación normal, se consideraron los recursos provenientes de unidades de generación sincrónicas, equipos de compensación de potencia reactiva y parques eólicos y fotovoltaicos. Para la provisión de servicios de reservas de potencia reactiva para contingencias solo se consideraron recursos provenientes de unidades generadoras sincrónicas, compensadores sincrónicos y reguladores estáticos o dinámicos de tensión excluyendo las centrales fotovoltaicas y los parques eólicos además de capacitores y reactores.

A continuación, 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 reservas para contingencia. El periodo analizado corresponde a un periodo de cinco semanas representativas de un año en las cuales se ha considerado el mantenimiento programado de unidades de generación asociadas a dicho periodo. En las figuras solo se muestran las zonas en que se considera existirían requerimientos a unidades generadoras y para las zonas ausentes los recursos asociados a instalaciones de transmisión podrían abastecer los requerimientos.

En la Figura 5-29 y Figura 5-30 se muestran las curvas de duración del índice RSI-3 para el Control de Tensión en condición normal de operación para los requerimientos de absorción e inyección de potencia reactiva.

Figura 5-29: RSI-3 para absorción de Q en condición normal de operación

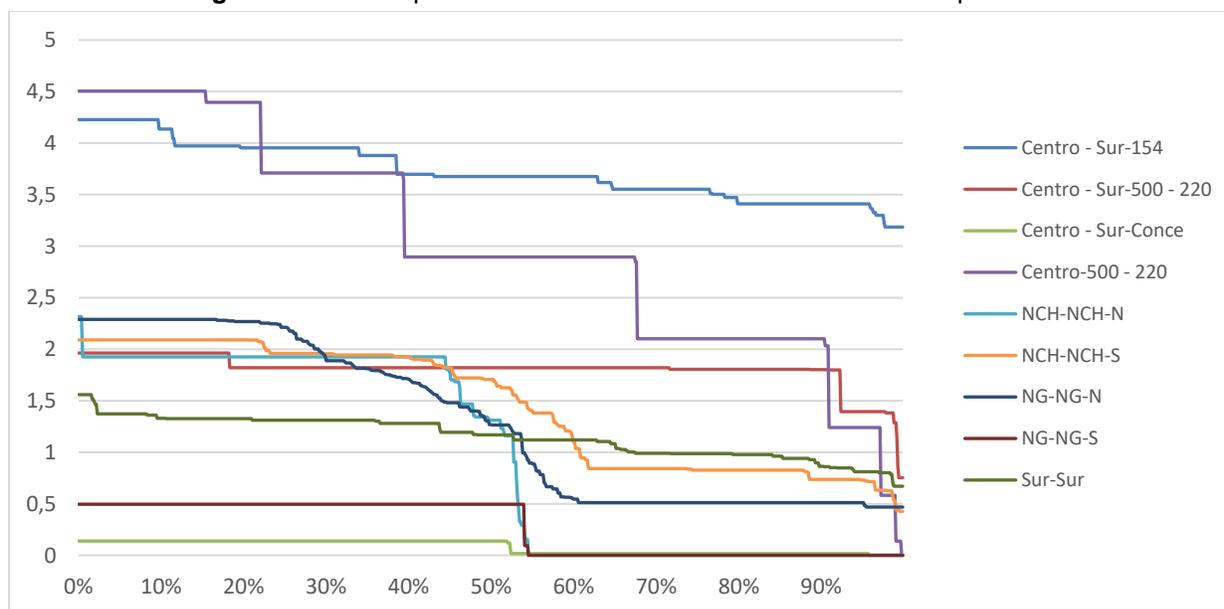
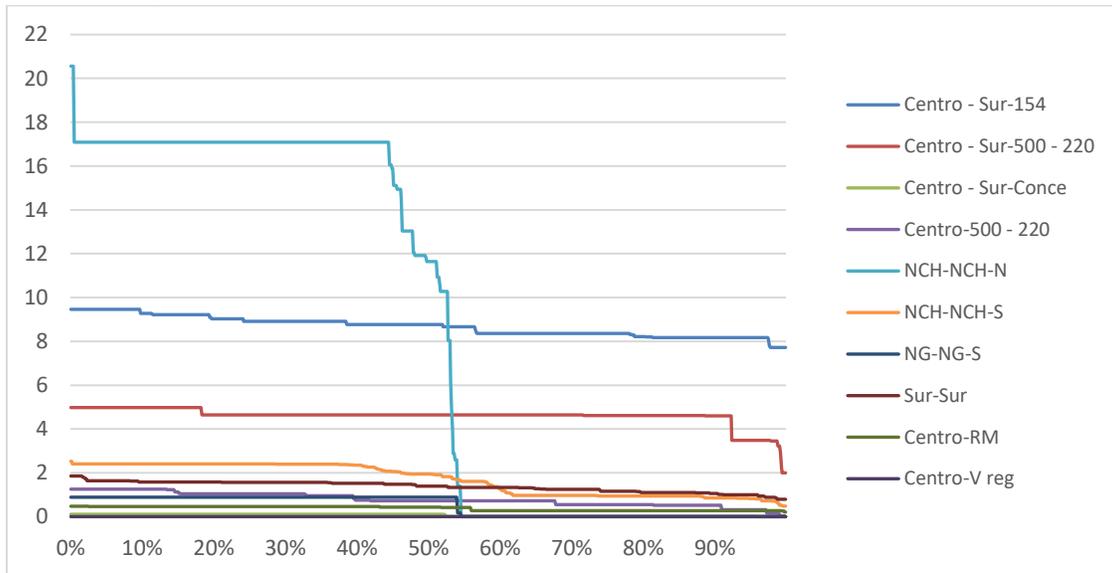


Figura 5-30:RSI-3 para absorción de Q en condición normal de operación



Para condición normal de operación se observa que solo en las zonas Centro Sur 154 kV, Centro Sur-500 kV – 220 kV y Centro 500 kV – 220 kV, el índice RSI-3 es mayor a 1,1 en más del 95% del tiempo para el servicio de absorción de potencia reactiva, aunque solo para la zona Centro Sur 154 kV se mantiene sobre 1 para todo el periodo de evaluación. Para el servicio de inyección de potencia reactiva en condición normal de operación, solo en las zonas Centro Sur 154 kV y Centro Sur-500 kV – 220 kV el índice RSI-3 es mayor a 1 durante todo el periodo de evaluación.

En la Figura 5-31 y Figura 5-32 se muestran las curvas de duración del índice RSI-3 para el abastecimiento de reservas para contingencias. En ellas se muestra que solo en las zonas Centro Sur 154 kV y Centro-RM el índice RSI-3 se mantiene sobre 1 todo el período de evaluación para el servicio de reservas de absorción de potencia reactiva, en particular, para el servicio de reservas de inyección de potencia reactiva para contingencia, el índice RSI-3 se mantienen mayor a 1 solo para las zonas Centro Sur 154 kV y Centro Sur-500 kV – 220 kV para todo el periodo de evaluación.

En lo que respecta a la zona Sur, en un escenario conservador de requerimientos de CT derivados de una condición hidrológica desfavorable en la zona, para montos superiores a +131/-155 MVAR, en semanas de marzo o abril los índices RSI evidencian que no existirían condiciones de competencia.

Figura 5-31: RSI-3 para absorción de Q en condición de contingencia

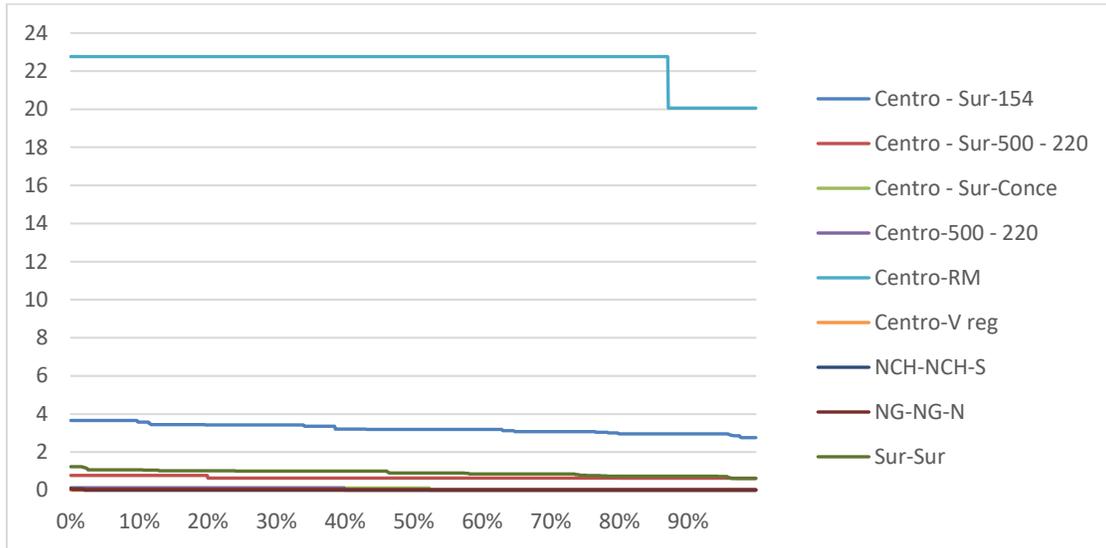
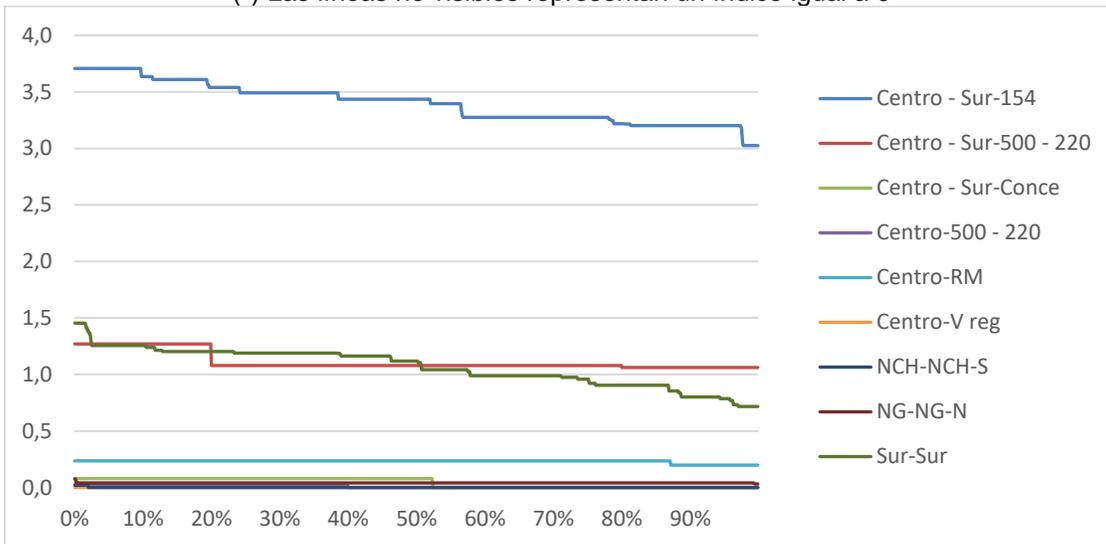


Figura 5-32: RSI-3 para inyección de Q en condición de contingencia (*)

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



De acuerdo con el resultado de los índices en su conjunto, es posible concluir que no existirían las condiciones para la provisión del servicio de CT con suficientes condiciones de competencia a excepción de la zona Centro Sur 154 kV. En estas zonas el índice RSI3 se mantuvo para todos los servicios sobre el valor de 1,1 en todo el periodo de evaluación.

Sin embargo, en un análisis particular para la zona CS– 154 kV, se observa que en esta área se presenta la realización de apertura selectiva de líneas para controlar las transferencias en la zona y garantizar seguridad de abastecimiento, movimientos asociados a la disponibilidad de las Centrales La Higuera y La Confluencia, unido al cambio de tensión por efecto de las unidades asociadas a la Subestación Tinguiririca. Estos cambios

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

Por lo anteriormente expuesto, **no existirían suficientes condiciones de competencia** para la provisión del SC de Control de Tensión, recomendando que el servicio sea provisto mediante instrucción directa.

5.6 CONTROL DE CONTINGENCIAS

5.6.1 DESCONEJÓN DE CARGA

5.6.1.1 EDAC por Subfrecuencia

En base al Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga publicado en octubre de 2020, se realizó un análisis de condiciones de competencia para la provisión del servicio en el año 2021, resultando que no se descartaría condiciones de competencia para proveer el servicio en las zonas Norte Grande, Atacama y Concepción. La recomendación realizada para estas zonas fue implementar el SC de EDAC por subfrecuencia a través de licitaciones. En el resto de las zonas dado que no se podrían asegurar las condiciones de competencia la implementación del EDAC se recomendó a través de instrucción directa.

El resultado de la evaluación realizada a través del índice RSI-3 se muestra en la Tabla 5-2. En esta evaluación además de los requerimientos zonales de EDAC presentados en el estudio, se consideró una estimación de la carga conectada para clientes libres por zona.

Tabla 5-2: Índice RSI3 para la provisión del SC de EDAC por Subfrecuencia

ZONA	RSI3
Norte Grande	1,5
Atacama	1,1
Coquimbo	0,0
Quinta Región	0,3
Metropolitana	0,2
Sistema 154-66 kV	0,1
Charrúa	0,0
Concepción	1,1
Araucanía	0,0

Actualmente se encuentra en proceso la licitación para abastecer este servicio en las zonas recomendadas, por tanto, no es posible incorporar a estos análisis el desempeño de las licitaciones como mecanismo de asignación. Por tanto, en atención a que no han cambiado las condiciones del estudio de EDAC indicado anteriormente, se mantienen las recomendaciones para el año 2022, aunque serán reevaluadas una vez realizada la licitación del servicio en las zonas con condiciones de competencia.

Por tanto, se considera que existirían condiciones de competencia en las zonas Norte Grande, Atacama y Concepción y se mantiene la recomendación de implementar el SC de EDAC por subfrecuencia a través de licitaciones. Además, considerando los tiempos implementación del servicio es conveniente que estas licitaciones sean a lo menos bianuales.

En el resto de las zonas, dado que no se podrían asegurar las condiciones de competencia se recomienda que la implementación del EDAC sea realizada a través de instrucción directa.

5.6.1.2 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. En efecto, los EDAC por contingencia específica forman parte de los Planes de Contingencia Crítica y estos responden a una solución específica para afrontar las contingencias particulares, por lo que los esquemas de EDAC considerados no pueden ser sustituidos por esquemas alternativos.

En conclusión, se recomienda instrucción directa para proveer este servicio.

5.6.1.3 Desconexión Manual de Carga

La desconexión manual de carga se materializa mediante las instrucciones de operación dadas por el CDC del Coordinador directamente a los CC de los clientes. Por este motivo los clientes no requerirían equipos adicionales para prestar el servicio y cualquier cliente que cuente con un sistema de comunicación directa al CC que lo coordina y cuyas variables sean monitoreadas en tiempo real por el CDC, estaría en condición de hacerlo.

Este servicio puede ser de naturaleza sistémica o local, según sea para preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema en su conjunto o una parte de este. Además, el requerimiento de una DMC podría ser previsto con una anticipación tal que permita incorporarlo al programa de operación o no. En este último caso, en que no haya sido programado, es el CDC el que debe instruirlo en línea.

Para el caso de requerimientos que correspondan a DMC sistémico y pueda ser programado, se puede concluir que existirían las condiciones de competencia necesaria para la prestación del servicio, sin embargo, lo improbable de esta condición hace poco eficiente desarrollar una licitación para prestar este servicio.

Por el contrario, para DMC locales no se puede verificar que existan condiciones de competencia al no poder determinarse *ex ante* el mercado relevante geográfico, el cual, por definición es de naturaleza local según sea el requerimiento. Por lo mismo, de implementar una licitación para la provisión de este servicio, tendrán que llevarse a cabo tantas licitaciones como posibles zonas existan, lo cual no solo derivaría en adjudicaciones a cargas que potencialmente tendrían poder de mercado, sino que también sería ineficiente desde el punto administrativo.

En conclusión, se recomienda instrucción directa para proveer este servicio.

5.6.2 DESCONEJÓN DE GENERACIÓN

5.6.2.1 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.

5.6.3 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 sería realizar instrucción directa para proveer los recursos para el Plan de Defensa Contra Contingencia Extrema o Crítica.

5.7 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

El Plan de Recuperación de Servicio se ejecuta bajo condiciones de contingencia y su objetivo es el restablecimiento del sistema en el menor tiempo posible. Los planes de recuperación de servicio son diseñados bajo el supuesto de condiciones que no siempre se ajustan a las condiciones reales en una eventual ejecución.

Para el restablecimiento del servicio en el menor tiempo posible es necesario usar los recursos disponibles en las condiciones reales de operación por lo tanto el requerimiento real se ajusta a la oferta potencial de recursos por zona. En la condición anterior no es posible verificar condiciones de competencia en la prestación del servicio.

En conclusión, se recomienda la instrucción directa para la prestación del servicio con los recursos disponibles en el sistema. Sin embargo, de requerirse 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.

5.8 RESUMEN MECANISMOS DE MATERIALIZACIÓN SSCC AÑO 2022

En resumen y considerando la mejor información disponible para definir eventuales requerimientos para los Servicios Complementarios contenidos en el presente Informe, se estiman las condiciones estructurales de competencia presentadas en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3. Resumen mecanismos materialización SSCC.

Subcategoría Servicios	Condiciones Estructurales de Competencia	Mecanismo
CPF +	NO	Instrucción Directa
CPF -	SI	Subasta
CSF +	SÍ	Subasta
CSF -	SÍ	Subasta
CTF +	SÍ	Subasta
CTF -	SÍ	Subasta
CT	NO	Instrucción Directa
EDAC Subfrecuencia	SÍ	Licitación/Instrucción Directa
EDAC Contingencia Específica	NO	Instrucción Directa
DMC	NO	Instrucción Directa
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

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 en forma 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 (± 0.2 [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 I 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 (± 0.7 [Hz]) con un gradiente máximo de 2 [Hz/s] (valor que un parque o unidad debe ser capaz de soportar sin desconectarse según Art. 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.

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

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 I 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 el Anexo I 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. En el caso de las unidades que se encuentran fuera de servicio, se considerará el valor que puedan alcanzar las unidades en 15 minutos desde que el Coordinador le da la orden de partida, siempre y

cuando haya sincronizado en un tiempo no superior a 5 [min] y en el periodo de 15 [min] se encuentre en un nivel de generación igual o superior a su mínimo técnico

En el caso de usuarios finales, se considerarán aquellos que puedan entregar el monto total comprometido en un tiempo no superior a los 15 [min] desde la instrucción inicial. Adicionalmente, debe cumplir con los requisitos mínimos planteados en el punto 3.1.4 del presente informe.

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.

Para el caso de los Usuarios Finales, la Reserva para CTF+ a considerar considerará la demanda que es posible variar en 10 [min], considerando la tasa de variación equivalente que se verifique.

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.

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

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.

T_i^{sinc} : Tiempo en que sincroniza la unidad i.

De acuerdo con la metodología descrita, en el Anexo I se identifican las instalaciones 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 y limitadores 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 Art. 3-9 de la NTSyCS, considerando un control de tipo estático (inyección/absorción de reactivos), salvo en los casos que se requiera específicamente un control dinámico de tensión.

De acuerdo con la metodología descrita, en el Anexo J 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 DESCONEJIÓN DE CARGA

6.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

Se considera que los recursos necesarios para proveer el SC de EDAC por Subfrecuencia en las zonas Norte Grande, Atacama y Concepción, acorde al esquema especificado en el punto 4.3.1.1, serán licitadas por el

Coordinador durante el primer semestre 2021. En las otras zonas que no se determinaron condiciones de competencia, dicho SC se materializará a través de Instrucción Directa.

Mientras se realiza la licitación e instrucción directa mencionada, y el nuevo esquema se encuentra operativo, se considerarán como prestadores de este SC, las instalaciones que actualmente tienen habilitado el EDAC por Subfrecuencia.

En el Anexo K 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 Tabla 6-1.

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

Escalón	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 (Ex- O'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 servicio 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 servicio 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 importantes 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 [Hz]	Gradiente [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

Coordinado	Carga comprometida [MW]	Ajustes Frecuencia	
		Umbral	Gradiente
		[Hz]	[Hz/s]
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

Cabe destacar que los montos de este recurso para el control de contingencias para evitar el apagón parcial permiten mitigar las contingencias indicadas en el PDCE de la Zona Norte.

6.3.1.3 EDAC asociado a los Planes de Defensa contra Contingencias Extremas

El PDCE de la Zona Norte del SEN incluye un esquema EDAC como uno de los recursos que serán utilizados ante su activación. En la Tabla 6-4 se presenta este esquema, el cual será implementado durante el segundo semestre de 2021²⁸. Adicionalmente, para el correcto control de estas contingencias, se requieren los montos definidos en la Tabla 6-3.

Tabla 6-4 EDAC PDCE Zona Norte propuesto.

Escalón CEx	Tasa de Caída de Frecuencia [Hz/s]	Supervisión de Frecuencia [Hz]	Coordinado	Subestación	EDAC Existente ²⁹ [MW]	EDAC Adicional ³⁰ [MW]
I	-0,9	49,5	Minera Escondida Ltda.	Domeyko 1 (Laguna Seca)	18	73
			Corporación Nacional del Cobre	MMH	13	49
			Minera Spence S.A.	Spence	7	9
			Sociedad Contractual Minera El Abra	El Abra	7	9
			Minera Centinela	Esperanza	13	16
			Minera Antucoya	Minera Antucoya		5
			Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	Collahuasi (Barra 1)		19
			Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda		14
			Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	El Loa		9
				Nueva Victoria		
			Compañía Minera Zaldívar SpA			9
Compañía General de Electricidad S.A.			23			
II	-1,8	49,5	Minera Escondida Ltda.	OGP1	19	50
				Chuquicamata km-6		33

²⁸ Comunicado mediante carta DE01419-21

²⁹ Esta columna indica el monto de carga que se deberá desconectar en la S/E señalada, el cual ya pertenece al EDAC por baja frecuencia convencional. Este debe agregar un nuevo ajuste, de manera que el desprendimiento de carga se realice cuando se den las condiciones correspondientes a su ajuste actual o cuando se alcance el ajuste del respectivo escalón del EDAC por Contingencia Extrema de esta tabla.

³⁰ Esta carga a la fecha de emisión de carta DE01419-21 no está vinculada a ningún EDAC existente. El Coordinado puede seleccionar la carga adicional a desprender desde los consumos que estime conveniente. Se requiere que el monto de carga a desprender [MW] indicado en esta columna esté disponible en todo momento.

Escalón CEx	Tasa de Caída de Frecuencia [Hz/s]	Supervisión de Frecuencia [Hz]	Coordinado	Subestación	EDAC Existente ²⁹ [MW]	EDAC Adicional ³⁰ [MW]
			Corporación Nacional del Cobre	10A	13	
			Minera Spence S.A.			6
			Sociedad Contractual Minera El Abra			6
			Minera Centinela			11
			Minera Antucoya	Minera Antucoya	4	3
			Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	Collahuasi (Barra 1)	16	13
			Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda	12	10
			Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	El Loa	8	6
				Nueva Victoria		
			Compañía Minera Zaldívar SpA	Zaldívar		6
			Compañía General de Electricidad S.A.			16
III	-0,9	49,5	Minera Escondida Ltda.	Domeyko 2 (Óxidos)	28	22
			Corporación Nacional del Cobre	Gaby	14	15
			Minera Spence S.A.			3
			Sociedad Contractual Minera El Abra			3
			Minera Centinela			5
			Minera Antucoya			2
			Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM			6
			Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda		4
			Sociedad Química y Minera de Chile S.A.			3
			Compañía Minera Zaldívar SpA	Zaldívar	8	3
			Compañía General de Electricidad S.A.			7
Total					180	468

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 DESCONEJÓN 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 esquema que será implementado con el PDCE de la Zona Norte. A continuación, se detalla individualmente cada esquema.

a) Automatismo transitorio de EDAG en la Zona Norte (Fase 0).

Este automatismo transitorio ha sido propuesto para mejorar la resiliencia del SEN frente a contingencias que separen el sistema eléctrico en dos islas, como son las fallas de severidad 6 en el corredor de 500 kV entre Los Changos y Polpaico.

Corresponde a un EDAG en la zona Norte Grande que se instruirá mientras se completa la implementación definitiva del EDAG por Contingencia Específica asociado al PDCE de la Zona Norte.

Este automatismo será instruido a un grupo de generadores y consistirá en la instalación de una protección de sobrefrecuencia, tal como se muestra en la Tabla 6-5:

Tabla 6-5 EDAG Zona Norte Fase 0

Escalón		Unidad	Potencia Máxima [MW]	Monto Escalón [MW]
I	51.3 [Hz]	Cerro Dominador PV	100.0	282.9
		FV Bolero	130.2	
		Jama I y II	52.7	
II	51.4 [Hz]	Huatacondo	103.0	223.8
		María Elena	68.0	
		Uribe Solar	52.8	
III	51.5 [Hz]	NTO1	139.5	406.5
		ANG1	267.0	
IV	51.6 [Hz]	NTO2	141.0	412.0
		ANG2	271.0	
V	51.8 [Hz]	IEM	375	375.0
TOTAL				1700.2

b) 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 Nehuenco, San Isidro y Quintero. El detalle se encuentra en Anexo K.

c) PDCE Zona Norte:

Este PDCE contempla la implementación de dos esquemas 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 Tabla 6-6.

Tabla 6-6 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

Escalón	Ajuste de frecuencia	Potencia Gen. Objetivo [MW]
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 presentadas en la Tabla 6-7.

Tabla 6-7 Unidades para integrar el EDAGxCEX Zona Norte

Unidad/Central/Parque	
Angamos U1	Cerro Pabellón
Angamos U2	Finis Terrae
CC Kelar	FV Bolero
Cochrane U1	Huatacondo
Cochrane U2	La Huayca II
CTA	María Elena
CTH	PAS1
CTM 1	PAS2
CTM 2	PAS3
IEM	PE Sierra Gorda
NTO1	Solar Jama
NTO2	Uribe Solar
U16	Valle de los Vientos
Cerro Dominador PV	PE Calama
Cerro Dominador CSP	PFV Capricornio

Se está evaluando el reemplazo de unidades carboneras, como CTM 1 y CTM 2, las que saldrían de servicio anticipadamente dentro del plan de descarbonización.

Para la Zona Centro sur, se deben disponer para el EDAG los montos de generación por escalón presentados en la Tabla 6-8.

Tabla 6-8 Escalones para el EDAG propuesto.

Escalón	Ajuste de 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 6-9 y Tabla 6-10 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 6-9 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 ³¹ [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				
Rapel x3	226.8	II	226.8	500	273.2 - 500
Nehuenco TV I	112.8	III	250.8	500	249.2 - 500
San Isidro TV (1 o 2)	139				
Nueva Ventanas	267	IV	267	400	133 - 400

Tabla 6-10 EDAG Zona SEN – Centro Sur que actualmente se encuentran integradas a la Fase 2 del PDCE.

Bloque/Central	Unidad	Potencia Nom de cada unidad [MW]	Potencia Bloque [MW]	Punto Apertura
Bloque Abanico	Abanico x 4	21	84	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

³¹ 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.

Bloque/Central	Unidad	Potencia Nom de cada unidad [MW]	Potencia Bloque [MW]	Punto Apertura
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

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 Nehueno, 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 CC y complementado con el EDAC BF (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 sistémico para evitar un colapso por subfrecuencia.

6.3.3.2 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

Actualmente se está implementando el PDCE Zona Norte, asociado a la pérdida de cualquiera de los doble circuito del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre. Para cumplir con lo anterior se describen los recursos requeridos en la sección 8.3.

En este PDCE, se utiliza el *Recurso de Control de Estabilidad, Control de Sobrecarga y Control de Sobretensiones* definido en la sección 5.2.3 del Plan de Defensa Contra Contingencias vigente³². Este recurso permite la separación del sistema en dos islas y la apertura de elementos para el control de la estabilidad, sobrecargas y sobretensiones producida por la pérdida de cualquiera de los tramos de 500kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre.

6.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

En el Anexo L 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, en tales casos, su pago provendrá por esa vía.

³² Disponible: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/11/2020.11.17-Informe-Final-PDCEyC.pdf>

7. PROYECTOS Y PROPUESTAS DE SOLUCIÓN PARA LA PRESTACIÓN DE SSCC

A continuación, se presentarán los Proyectos y Propuestas de soluciones para la prestación de Servicios Complementarios, que han sido remitidas por las empresas interesadas, en virtud de lo establecido en el Artículo 2-5 de la NTSSCC³³.

El análisis de cada propuesta contempla dos aspectos:

- **Descripción y Justificación de la Propuesta:** información entregada por las empresas interesadas, y que debiera contener antecedentes que justifiquen la necesidad del proyecto y la evaluación técnico-económica del mismo.
- **Pronunciamento del Coordinador Eléctrico Nacional:** análisis de la propuesta por parte del Coordinador.

7.1 CONTROL DE FRECUENCIA

7.1.1 PROYECTO CRF: BATERÍAS 52 [MW]

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

AES Andes S.A. ha presentado una propuesta asociada a la implementación de 52 [MW] de sistemas de almacenamientos destinados para el SC de CRF.

Dicha propuesta considera el uso de los 52 [MW] de BESS que actualmente se encuentran en operación en el sistema, siendo estos:

- Bess Andes: 12.8 [MW]
- Bess Angamos: 20.0 [MW]
- Bess Cochrane: 20.0 [MW]

El Coordinado plantea el uso de los BESS en la prestación del SC de CRF, a partir de enero de 2022. La necesidad de CRF la basa en los Estudios de SSCC realizados por el Coordinador el 2020, indicando que el uso de CRF implicaría en una reducción del costo de operación del sistema.

b) Pronunciamento Coordinador Eléctrico Nacional

De los estudios realizados por el Coordinador, destinados a cuantificar el requerimiento técnico para el CRF no se establecieron requerimientos sistémicos de este servicio para el año 2022.

Además, el Coordinador presenta en el Anexo B el análisis técnico-económico para evaluar los beneficios que traería la incorporación de BESS al sistema, del cual se obtuvo que no existe un beneficio económico para el SEN de incluir CRF en reemplazo de CPF³⁴. En consecuencia, la propuesta presentada por AES Andes S.A. no será considerada.

³³ Todas las propuestas recibidas y consideradas por el Coordinador para la elaboración de este Informe pueden ser descargadas del sitio web del Coordinador, en el siguiente enlace: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/ano-2022/proyectos-y-propuestas-a-informe-sscc-2022/>

³⁴ El análisis técnico-económico puede revisarse en el Anexo B.

7.1.2 PROYECTO CTF: RESPUESTA DE LA DEMANDA

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con la empresa Enel X ha presentado una propuesta asociada al SC de Control Terciario de Frecuencia, donde pretende realizar control de frecuencia, mediante respuesta de la demanda.

La propuesta, señala que pueden ofrecer para el año 2022 un piloto con una cantidad de 30 [MW] de Cargas Interrumpibles (asociado a 21 clientes).

Dado lo anterior, las condiciones de la prestación informadas son las indicadas en la Tabla 7-1:

Tabla 7-1 Condiciones del Proyecto Piloto de participación de demanda en CTF

Disponibilidad	Bloque 3: 10:00 hrs-16:59 hrs (lunes a viernes, días hábiles no feriados)
Activación	La activación estará en línea con la activación general del CTF+, el cual se producirá luego del CSF. Para el fin del piloto, será a discreción del Coordinador la decisión de cuando activarlo.
Duración del piloto	2 años a partir de junio de 2022
Límite de Eventos	Máximo de 30 eventos por año
Aviso de desconexión	Tiempo Total de Activación de 15 minutos luego del aviso del Coordinador vía correo electrónico a Enel X.
Pagos	Pago mensual. A los fines del piloto, se propone un porcentaje de descuento respecto al promedio del precio anual pagado por CTF+ en 2021.
Línea Base	"10-en-10" con factor de ajuste ³⁵ .

El proyecto de Enel Distribución Chile S.A. y Enel X se basa en que los requerimientos de CTF+ definidos en la normativa vigente permite una participación de diversas cargas, las cuales están especificadas en la propuesta del proyecto la cual es accesible mediante el acceso provisto en nota al pie de página n°35.

b) Pronunciamento del Coordinador Eléctrico Nacional

Los antecedentes presentados por Enel Distribución Chile S.A. y Enel X no se adecúan completamente a las definiciones actuales del servicio de Control Terciario de Frecuencia. No obstante, se seguirá trabajando durante el año 2021 en relación con esta propuesta.

³⁵ Explicado en detalle en la propuesta.

8. INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA

8.1 CONTROL DE FRECUENCIA

Se identifica 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, en especial para el año 2022.

8.2 CONTROL DE TENSIÓN

De acuerdo con los análisis vigentes, 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.

8.2.1 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 recurso puede ser atendida mediante coordinación de mantenimientos y la aplicación de políticas de operación.

8.2.2 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 2022-2024).

8.2.3 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 2022-2024).

8.2.4 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 2022-2024).

8.2.5 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 2022-2024).

8.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

8.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

Para la prestación de este SC, durante el año 2021 se está llevando a cabo una licitación con el fin de implementar el esquema EDAC que se propone en el “Estudio EDAC” en las zonas de Norte Grande, Atacama y Concepción. En las otras zonas, dicho SC se materializará a través de Instrucción Directa.

Por otra parte, actualmente se está implementando un esquema EDAC por Contingencia Extrema asociado al PDCE de la Zona Norte, de acuerdo con la siguiente propuesta:

Tabla 8-1 EDAC por PDCE propuesto.

Escalón	Tasa de frecuencia [Hz/s]	Frecuencia habilitación [Hz]	Monto de EDAC	Monto [MW]
I	-0.9	49.5	Asociados a existente	58
			Adicionales	235
			Total	293
II	-1.8	49.5	Asociados a existente	72
			Adicionales	160
			Total	232
III	-2.2	49.5	Asociados a existente	50
			Adicionales	73
			Total	123
Total			Asociados a existente	180
			Adicionales	468
			Total	648

8.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

Para la prestación de este SC se requiere la implementación de dos EDAG por Contingencia Extrema 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 8-2 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 8-3 Unidades para integrar el EDAGxCEx Zona Norte

Unidad/Central/Parque	
Angamos U1	Cerro Pabellón
Angamos U2	Finis Terrae
CC Kelar	FV Bolero
Cochrane U1	Huatacondo
Cochrane U2	La Huayca II
CTA	María Elena

Unidad/Central/Parque	
CTH	PAS1
CTM 1	PAS2
CTM 2	PAS3
IEM	PE Sierra Gorda
NTO1	Solar Jama
NTO2	Uribe Solar
U16	Valle de los Vientos
Cerro Dominador PV	PE Calama
Cerro Dominador CSP	PFV Capricornio

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

Tabla 8-4 Escalones para el EDAG propuesto

Escalón	Ajuste de 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 8-5 y Tabla 8-6 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 8-5 EDAG Zona 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 ³⁶ [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	267	IV	267	400	133 - 400

³⁶ 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 8-6 EDAG Zona 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 4	21	84	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
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

8.3.3 PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Actualmente se está implementando un PDCE:

1) 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, 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.
- DE00172-20, su anexo “EDACxCEx por Coordinado” y reevaluación del EDACxCEx de la Zona Norte Grande.

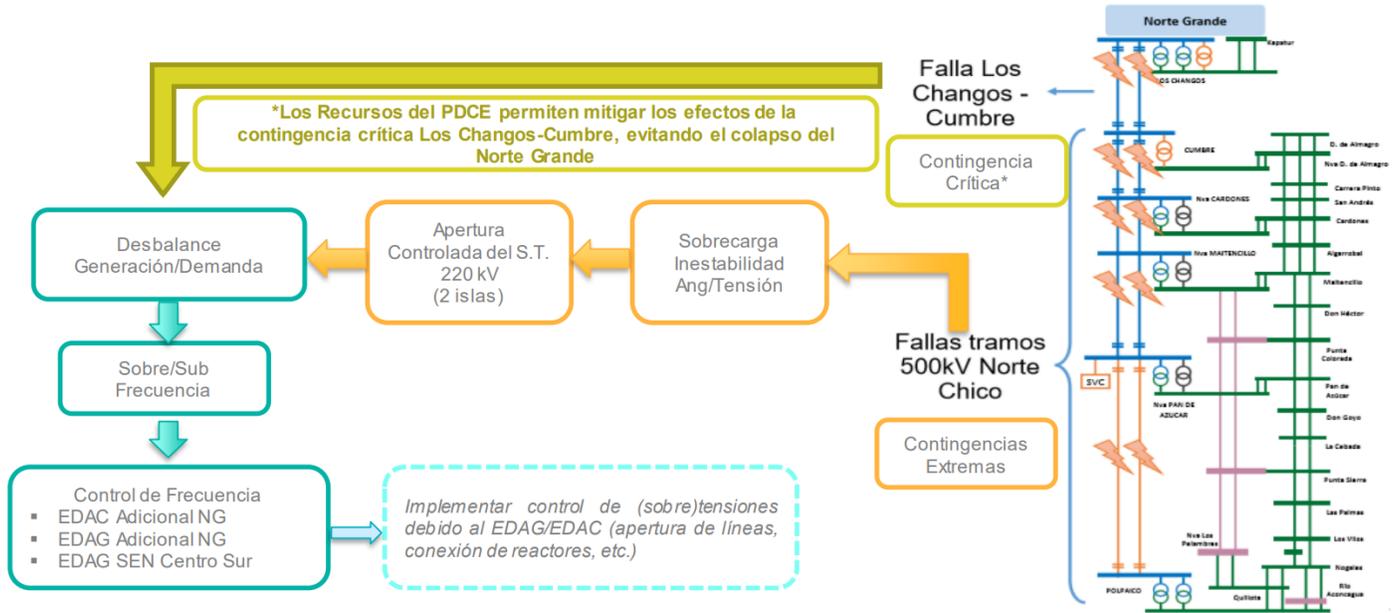
En complemento. asociado a la falla de severidad 6 en la línea de doble circuito 500 kV Polpaico-Lo Aguirre³⁷, se presentan los recursos que se están implementando:

³⁷ De acuerdo a comunicación DE00499-21 emitida por el Coordinador el 04 de febrero de 2021.

- 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.). Dicho automatismo puede ser implementado mediante acciones de control con un sistema del tipo WAMPAC.
- 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.
- c) **Control de Sobrefrecuencia Zona Norte:** Para controlar sobrefrecuencias luego de la separación del sistema en dos islas, en condiciones de transferencias por el sistema de 500kV de Norte a Sur, se requiere implementar en el subsistema Norte un esquema de desconexión de generación basado en un automatismo de control centralizado donde se reciban señales de potencia generada en diversas unidades de generación (de la Zona Norte) y habilitar o deshabilitar, según corresponda y de forma dinámica el esquema de desprendimiento por sobrefrecuencia en los escalones previamente determinados.
- d) **Control de Sobrefrecuencia Zona Centro Sur:** Para controlar sobrefrecuencias luego de la separación del sistema en dos islas, en condiciones de transferencias por el sistema de 500kV de Sur a Norte, se requiere implementar en el subsistema Centro Sur un esquema de desconexión de generación basado en una combinación de un automatismo de control centralizado utilizando el equipamiento implementado en la Fase 2 del PDCE y relés de frecuencia en escalones fijo en unidades de generación determinadas.
- e) **Control de Subfrecuencia Zona Norte Grande:** Para controlar subfrecuencias luego de la separación del sistema en dos islas, en condiciones de transferencias por el sistema de 500kV de Sur a Norte, se requiere implementar en determinados consumos, esquemas de desprendimiento automático de carga.

En la Figura 8-1 siguiente se presenta esquemáticamente el PDCE de la Zona Norte del SEN.

Figura 8-1: Descripción general del PDCE Zona Norte del SEN.



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

Por otro lado, y respecto de los PDCC Fase 1 y Fase 3, dado que deben seguir habilitados se extiende su vida útil, para efectos de dar continuidad a su operación y mantenimiento, por 3 años más.

8.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

8.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA

De acuerdo con lo indicado en el *Estudio del PRS* elaborado por el Coordinador el año 2021, se instruyó la provisión 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 9.4.

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

8.4.2 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 2022.

8.4.3 EQUIPAMIENTO DE VINCULACIÓN

De acuerdo con lo indicado en el *Estudio del PRS* elaborado por el Coordinador el año 2021, se instruyó la adecuación de los autotransformadores N°3 y N°4 de 220/110/13,8 kV, en S/E Diego de Almagro, propiedad de Transelec S.A., de modo de participar del PRS en el área Diego de Almagro, utilizando el autotransformador N°3 de 220/110/13,8 kV, 120 MVA en forma separada del autotransformador N°4, sin la necesidad de desconectar el autotransformador N°3 para energizar el autotransformador N°4 cuando se encuentre en servicio la Central Taltal. Los plazos para la implementación se especifican en el punto 9.4.

De igual forma, se encuentra en proceso de implementación, con Interchile S.A., de relés de mando sincronizado para el cierre y apertura por cero de los interruptores en 220 kV y 500 kV, asociados al autotransformador N°2 en la Subestación Nueva Cardones, Nueva Maintencillo y Nueva Pan de Azúcar.

9. CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS

Considerando lo indicado en las secciones 6 y 8 del presente estudio, a continuación, se indica la calendarización de los distintos SSCC.

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

9.1 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 I, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2022.

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

9.2 CONTROL DE TENSIÓN

Según se indica en la sección 8.2.1, 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 J, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2022.

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

9.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

9.3.1 EDAC POR SUBFRECUENCIA

Según se indica en la sección 8.3.1, como resultado del “Estudio EDAC”, se ha propuesto un Esquema EDAC homogéneo para el SEN. Para su implementación, el Coordinador realizará una licitación durante el año 2021 en las zonas Norte Grande, Atacama y Concepción, con el fin de que este nuevo esquema se encuentre operativo durante el segundo semestre de 2021. En las otras zonas del SEN, se materializará a través de Instrucción Directa, y su implementación también será durante el segundo semestre de 2021.

Respecto al EDAC vigente, las instalaciones identificadas como prestadoras de este servicio, acorde a lo indicado en el Anexo K, deberán mantener su respectiva prestación en conformidad con lo establecido en este informe, hasta que el nuevo esquema se encuentre operativo, lo que será informado oportunamente por el Coordinador.

9.3.2 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 K, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2022.

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 8.3, se está implementando 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 8-1.
- EDAG por Contingencia Específica acorde a lo indicado en la Tabla 8-2 y Tabla 8-3.
- Diversos recursos asociados a la implementación de automatismos según se describe en la sección 8.3.3.

Al respecto, los Coordinados propietarios de las instalaciones involucradas en este plan ya comenzaron a ejecutar las actividades correspondientes para la implementación de dicho PDCE, sin embargo, se estima que el PDCE estará operativo durante el segundo semestre de 2021.

9.4 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 la subcategoría de Aislamiento Rápido.

Según se indica en la sección 8.4.1, la subcategoría de PA asociada a la Central Termopacífico comenzó su proceso de implementación el cual se estima estará operativo a partir del 01 de diciembre de 2021. En relación con la implementación a las adecuaciones en S/E Diego de Almagro, a los transformadores N°3 y N°4, se estima estará operativo para el 30 de agosto de 2021.

Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios (PA, AR y EV), acorde a lo indicado en el Anexo L, comenzarán su respectiva prestación a partir del 1 de enero de 2022.

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

Con el fin de determinar si se requiere el SC de CRF, el cual posee un Tiempo Total de Activación máximo de 1 [s], se han realizado diversos análisis 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.

De acuerdo al ECFyDR 2021 parte 1, no existen razones técnicas para requerir montos mínimos de CRF para el 2022. Esto se debe a que es posible cumplir con los criterios y exigencias normativas aplicables sin el uso de recursos adicionales. La decisión final dependerá de un análisis técnico-económico de los costos de operación del SEN, considerando la sustitución estimada del CPF mediante CRF, según se establece en los Arts. 3-15 y 3-17 de la NT SSCC, y se analiza en el Anexo B. La sustitución del CPF mediante CRF tiene una dependencia respecto a las condiciones de inercia y demanda, donde para condiciones más favorables (mayor demanda e inercia), su eficiencia se ve reducida significativamente.

Por lo tanto, a continuación, se presentan los análisis realizados por el Coordinador en el ECFyDR 2021 (que determina las reservas para CF en el año 2022) con respecto a la relación que existe entre el CPF y el CRF, para posteriormente hacer un análisis técnico-económico que dé cuenta de la posible reducción en el costo de operación mediante el uso de CRF. También se presenta un análisis prospectivo en el que el Coordinador diseñó un escenario de baja demanda y alta penetración ERV, modificando los despachos previstos por el PLP para analizar la pertinencia del uso de CRF frente a escenarios que desafíen la estabilidad de frecuencia del SEN.

a) Sustitución de Reservas de CPF por CRF

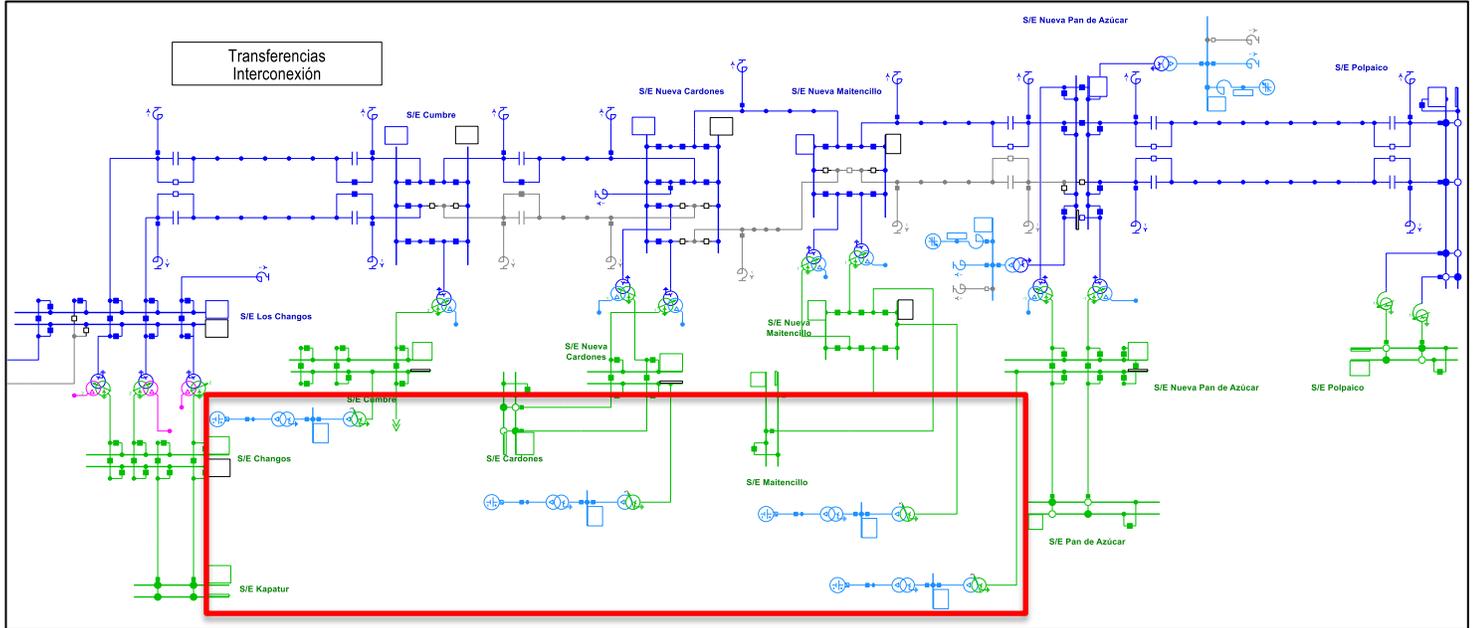
De acuerdo con los resultados obtenidos para los requerimientos de CPF ante contingencias de generación, no existen razones técnicas para requerir montos de CRF, a pesar de que en algunos escenarios de demanda baja el tiempo es ligeramente inferior a 10 segundos.

En términos de modelación de recursos prestadores de CRF, se considera que éste es provisto por equipos BESS con una banda muerta de 300 [mHz], con una característica de escalón y que su aporte lo sostienen toda la simulación. Sin perjuicio que la simulación es de 2 minutos, según la definición contenida en la Resolución SSCC este SC debe mantener su aporte por 5 minutos. En principio, los ajustes y características descritas parecen adecuadas para lo requerido para el SEN, debido que se tiene una banda muerta con un adecuado margen respecto del rango admisible en operación normal de 0,2 [Hz], y que es coincidente con la banda de activación del AGC de +/- 0,3 [Hz]. Además, la característica de escalón, por su rapidez, representa una ventaja comparativa con el comportamiento de las unidades convencionales, prestadoras del SSCC de CPF, particularmente para grandes contingencias en condiciones desfavorables.

Para efectos del análisis se consideraron los equipos BESS disponibles en el SEN y se modelaron otros adicionales, lo cual no implica que necesariamente estos equipos sean prestadores de este SSCC. La ubicación considerada para los equipos BESS adicionales corresponde a las SS/EE Cumbre, Nueva Cardones, Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar 220 kV. Se buscaron puntos en el sistema de manera de sustituir reserva más bien proporcionada por unidades térmicas y SS/EE nuevas que cuenten con espacio

suficiente para la instalación de estos equipos. No obstante, las ubicaciones son de carácter referencial, y se presentan en la Figura A-1.

Figura A-1: Equipos BESS adicionales modelados en el SEN.



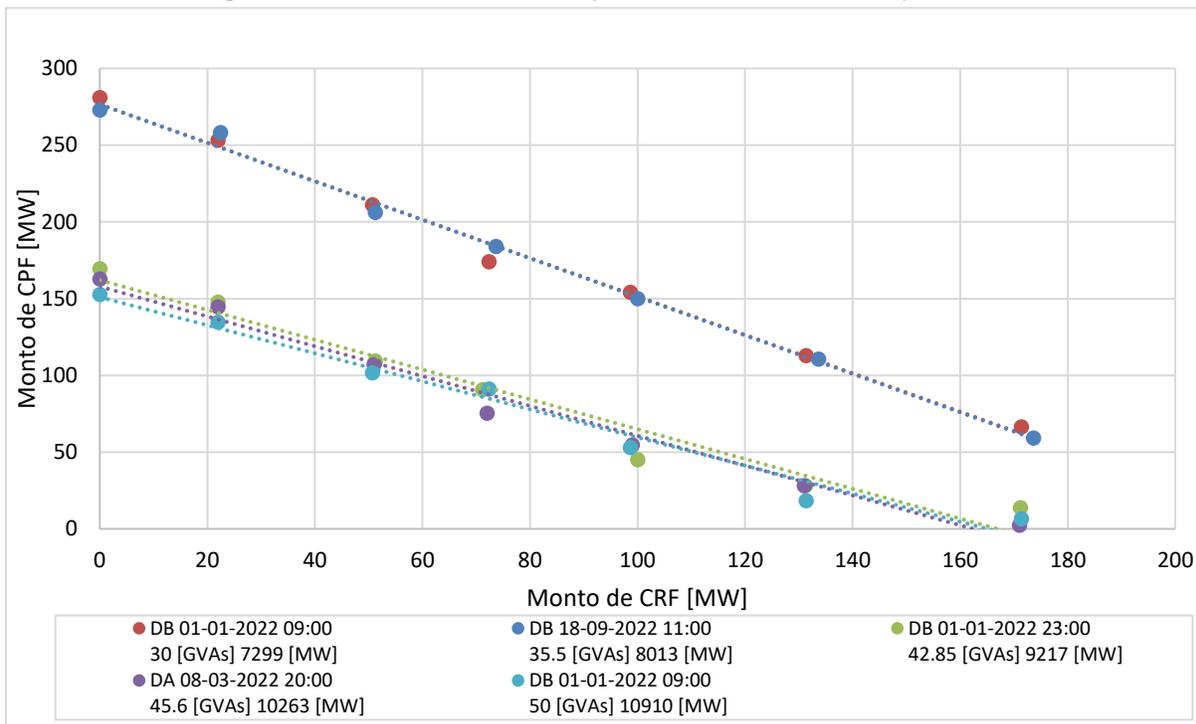
Se analizaron 5 escenarios, los cuales se presentan en la Tabla A-1. Para cada escenario se consideran capacidades de CRF entre 0 [MW] (es decir, sin CRF), y 171 [MW] de CRF.

Tabla A-1: Escenarios Considerados en el análisis de reemplazo de CPF por CRF

Escenario	Inercia [GVAs]	Generación Total SEN [MW]
DB 01-01-2022 09:00	29.97	7299
DB 18-09-2022 11:00	35.5	8013
DB 01-01-2022 23:00	42.8	9217
DA 08-03-2022 20:00	45.6	10263
DB 01-01-2022 09:00	50.5	10910

Los resultados se resumen en las curvas de la Figura A-2. Aquí se puede ver el aporte inicial de CPF versus la capacidad CRF total instalada del SEN.

Figura A-2 : Relación entre CPF y CRF obtenida en el ECFyDR 2021



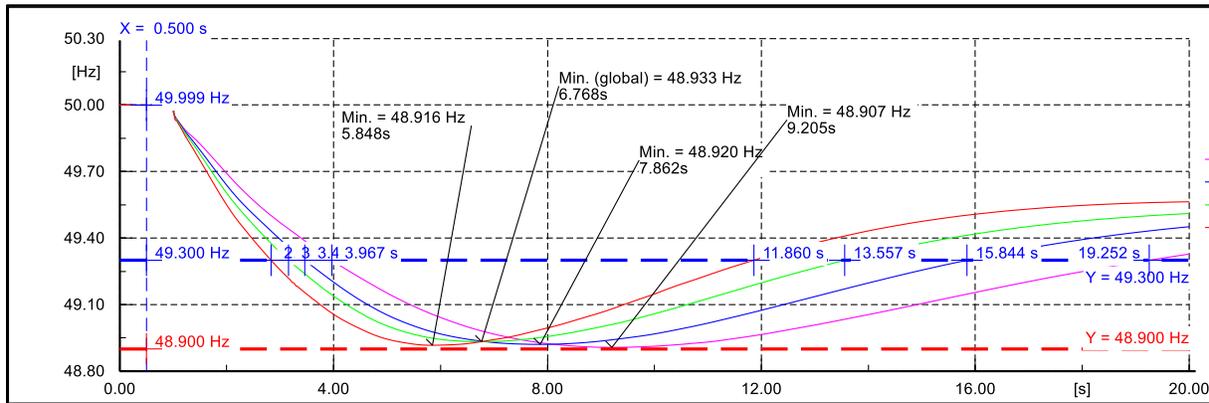
De los resultados, se evidencia que la cantidad de potencia utilizada para CPF se ve reducida con la incorporación de CRF. Para montos sobre los 9000 [MW] de generación bruta del SEN y 40 [GVAs] de inercia se aprecia que la sustitución es menor a 1 [MW] de CRF respecto a 1 [MW] de CPF. Se observa además que para cada recta proyectada, para montos bajo a 75 [MW] de capacidad disponible de CRF, se tiene una pendiente levemente mayor, lo que sugiere que en la medida que se incorporan mayores montos de CRF, la sustitución también se ve reducida en un cierto grado. Estos resultados se utilizan en el análisis técnico económico presentado en el Anexo B, el que determina la contribución al costo de operación del reemplazo de CRF por CPF.

b) Análisis Prospectivo CPF/CRF

En el ECFyDR 2021 analizó requerimientos mínimos de CPF para condiciones más exigentes a las previstas para el año 2022, adaptando los despachos para este año, desplazando generación térmica por reserva en giro y generación ERV. El escenario más exigente es un escenario de demanda baja para el 18 de septiembre de 2022, y un nivel de inercia de 22,5 [GVAs] con un 54% de generación ERV y 7305 [MW]. Adicionalmente, se estudiaron casos con inercias entre 25 [GVAs] y 30 [GVAs], con penetraciones ERV entre 43% y 50% y niveles de demanda entre 7293 [MW] y 7289 [MW]. Esto de modo de identificar si es necesario considerar reservas de CRF para hacer frente a una contingencia de generación de Severidad 5 en el SEN.

En la Figura A-3 se aprecia la frecuencia eléctrica del SEN ante contingencias de generación para los casos indicados. Para todos los casos se logra evitar que la frecuencia descienda por debajo de 48,9 [Hz]. Destaca que el valor mínimo de la frecuencia en todos los casos se alcanza en tiempos menores a 10 segundos luego de la contingencia. En particular para el escenario más exigente (22,5 [GVAs]), se llega a valores de 4,84 segundos.

Figura A-3: Frecuencia Eléctrica SEN. Caso A1 (Rojo) 22,5 [GVAs], Caso A2 (Verde) 25 [GVAs], Caso A3 (Azul) 27,5 [GVAs], Caso A4 (Magenta) 30 [GVAs]



De los resultados, no se observa que sea requerido CRF para las condiciones de inercia de hasta 22,5 [GVAs] y con alrededor de 7300 [MW] de generación bruta total del SEN, en específico para lograr una respuesta de frecuencia que no descienda bajo los 48,9 [Hz] ante simple contingencia. Sin embargo, esto se traduce en la necesidad de disponer de altos montos de CPF convencional inicial y evaluar si es recomendable usar como referencia el aporte individual instantáneo a los 10 segundos. Esto debido a los tiempos considerablemente bajos (menor a 5 segundos) para los cuales la frecuencia alcanza su valor mínimo. No obstante, es importante resaltar que, para estos escenarios, se podrían provocar problemas locales de inercia y cortocircuito en el Norte Grande. El análisis de esto último se presenta en detalle en la sección 4.1.3.3.1 del ECFyDR, donde se indica que la solución a estos problemas no necesariamente da cuenta de una necesidad de CRF en el SEN.

Anexo B. Análisis Costo-Beneficio del Reemplazo de CPF por CRF

Con el fin de complementar los análisis realizados en el estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ECFyDR), con el que se han cuantificado los requerimientos para el Servicio Complementario de Control de Frecuencia, el Coordinador realizó adicionalmente un estudio económico de reemplazo CPF-CRF para el año 2022. Este anexo resume los detalles de diseño, modelación y evaluación de la reserva primaria para distintas condiciones del SEN. Para esto, se toman las relaciones existentes entre la reserva primaria, las condiciones de inercia del sistema, el total de generación disponible y la disponibilidad de reserva rápida de equipos BESS, a modo de realizar una evaluación costo-beneficio con el objetivo de determinar el monto de Control Rápido de Frecuencia que entregue un mayor beneficio para el sistema proveniente de considerar estas tecnologías dentro de un *benchmark* de valor de mercado.

El estudio tuvo como objetivo general evaluar la conveniencia económica de satisfacer en parte el monto de los requerimientos definidos para CPF, mediante las unidades que actualmente se encuentran verificadas para prestar este servicio y posibles unidades que pueden integrar este servicio a futuro, con aporte de instalaciones que cumplan con los requerimientos asociados a la prestación de CRF. El presente anexo presenta un resumen ejecutivo del estudio, considerando los puntos indicados a continuación:

- **Marco metodológico del estudio:** Se presenta la modelación efectuada para la determinación del reemplazo y la forma de procesar los datos provenientes del ECFyDR para el desarrollo de los análisis cubiertos en el documento.
- **Consideraciones, supuestos y simplificaciones de las simulaciones:** Se muestran los casos analizados para los análisis, presentando la justificación técnica de su construcción.
- **Resultados, conclusiones y recomendaciones:** Se presentan los resultados del estudio realizado, identificando los puntos clave que materializan el objetivo general planteado.

Marco Metodológico del Estudio

El ECFyDR desarrollado para el año 2022 parametriza el requerimiento de reservas y efectividad del aporte de CPF en función de distintos niveles de inercia y demanda máxima del SEN, como se muestra en la Tabla B-1. Estos datos dan cuenta del requerimiento de CPF en función del producto entre la inercia y la demanda máxima, de modo de mantener el nadir de frecuencia en su límite mínimo ante una contingencia simple (49.8 [Hz]).

Tabla B-1: Aporte inicial CPF mínimo en función de la Inercia (I) y distintos niveles de generación del SEN

Inercia [GVAs]	Gx Total SEN [MW]								
	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000
30	353	331	311	294	278	264	252	241	230
35	305	286	269	254	241	229	218	209	200
40	269	252	237	224	213	202	193	184	177
45	241	226	213	201	191	181	173	165	158
50	218	205	193	182	173	165	157	150	144
55	200	187	177	167	158	151	144	138	132
60	184	173	163	154	146	139	133	127	122

Similarmente, el ECFyDR determina una relación entre la equivalencia del CRF para reemplazar al CPF, evaluando el cociente CPF/CRF en función de la demanda máxima y la inercia del SEN. Los valores de

reemplazo se visualizan en la Tabla B-2. Se entiende que un eventual monto de reemplazo disminuiría los valores de la Tabla B-1 según las proporciones respectivas de la Tabla B-2.

Tabla B-2: Reemplazo de aporte inicial CPF por CRF

Gx Total SEN [MW] Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000
	30	1.31	1.28	1.26	1.23	1.20	1.18	1.16	1.13
35	1.25	1.22	1.19	1.16	1.13	1.11	1.08	1.06	1.04
40	1.19	1.16	1.13	1.10	1.07	1.05	1.02	1.00	0.98
45	1.13	1.10	1.07	1.04	1.02	0.99	0.97	0.95	0.94
50	1.08	1.05	1.02	1.00	0.97	0.95	0.93	0.92	0.91
55	1.04	1.01	0.98	0.96	0.94	0.92	0.91	0.90	0.89
60	1.00	0.97	0.95	0.93	0.91	0.90	0.89	0.88	0.88

Para la representación de la curva de CPF en el modelo de programación de unidades se realizó un conjunto de aproximaciones lineales de modo de encontrar la mejor y más simple correlación con los datos obtenidos en el ECFyDR y, a su vez, presentar características de convexidad para evitar la presencia de óptimos locales al ejecutar el modelo de optimización. La aproximación cuenta con 6 linealizaciones, cuyos coeficientes varían según los montos de CRF a evaluar, bajo la forma presentada en la ecuación (1). La relación determina el monto de CPF inicial por hora h y por escenario de CRF k . Los coeficientes obtenidos de las regresiones realizadas se presentan en la Tabla B-3.

$$R_{CPF@10s_{h,k}}[MW] = \gamma_k - \alpha_k \cdot I_h[GVAs] - \beta_k \cdot Gen_h[GW] \quad (1)$$

Tabla B-3: Reemplazo de aporte inicial CPF por CRF

CRF _k Coef App	0			25			50			100			150			200		
	α_k	β_k	γ_k															
I	2.4	13.2	411	2.3	12.6	377	2.2	12.0	342	2.0	10.9	273	1.8	9.7	203	1.6	8.5	134
II	3.1	21.9	524	2.9	20.7	479	2.7	19.4	434	2.4	16.8	343	2.0	14.2	253	1.6	11.7	163
III	4.0	17.2	527	3.8	16.1	481	3.5	15.1	435	3.0	12.9	342	2.5	10.8	249	2.0	8.6	157
IV	5.1	28.3	667	4.8	26.8	615	4.5	25.3	562	3.9	22.3	458	3.3	19.3	353	2.7	16.3	249
V	6.7	22.1	676	6.4	21.0	624	6.0	19.8	573	5.3	17.5	471	4.6	15.2	368	3.8	12.9	266
VI	8.8	36.7	869	8.4	35.3	817	8.1	33.9	764	7.5	31.1	660	6.8	28.3	555	6.2	25.5	450

De manera adicional, el ECFyDR determina dos relaciones adicionales para determinar el CPF permanente en función de la generación agregada del sistema, las que se incluyen en la Tabla: B-4. Para integrar la capacidad CRF en el CPF de régimen permanente se considerará un reemplazo **1:1**, a medida que se incluyan montos a evaluar al estudio, para ambos requerimientos.

Tabla: B-4: Aporte permanente de CPF ante distintas condiciones de generación bruta total en el SEN

Gx Total SEN [MW]	CPF Permanente (+) [MW]	CPF Permanente (-) [MW]
7000	308	126
7500	300	114
8000	292	102
8500	284	90
9000	276	78
9500	268	66
10000	260	54
10500	252	42
11000	244	30

Consideraciones, supuestos y simplificaciones de las simulaciones

Las simulaciones operativas realizadas se plantean a partir de los casos de estudio empleados para el Análisis de Competencia en SSCC año 2022, realizado por el Coordinador en el marco del informe SSCC 2022. Se definen cinco semanas representativas asociadas a distintos bloques mensuales en el SEN, y distintos niveles hidrológicos para cada uno (95%, 90%, 50% y 20%). Las semanas y sus meses son presentados en la Tabla B-5. La Figura B-1 presenta el esquema global de simulación de operación anual descrita. Para cada semana las hidrologías son escogidas aleatoriamente para los meses fuera del periodo de deshielo, en cambio para los meses dentro del periodo de deshielo se escoge el mismo valor de probabilidad de excedencia a partir de octubre.

Tabla B-5: Semanas representativas y meses para el análisis

Semana Representativa	Trimestre
16/Enero/2022	Diciembre/Enero
08/Marzo/2022	Febrero/Marzo
08/Abril/2022	Abril/Mayo
08/Julio/2022	Junio/Julio/Agosto
08/Octubre/2022	Septiembre/Octubre/Noviembre

Al modelo se le realizaron numerosos ajustes: se utilizó el plan de obras definido en el informe de fijación de precio de nudo emitido por la CNE en enero de 2021 y se actualizó según la información de los proyectos en gestión de conexión a marzo 2021, se tomaron perfiles de ERV de acuerdo con datos recientes a la fecha del estudio, se actualizó la capacidad de los proveedores actuales y eventuales de reserva, se estableció la modelación entera-mixta en el problema de programación de unidades y se ajustaron los balances hidrológicos. Estos ajustes son adicionales al modelo práctico de reserva explicado en la sección de Marco Metodológico del presente anexo. Para cada semana de cada mes representativo, y para las cuatro condiciones hidrológicas, se realizaron simulaciones con el uso de equipos BESS adicionales y sin el uso de estos, determinando el costo de operación sistémico para ambos casos, analizando el ahorro producido por el uso de estos mediante la diferencia entre el costo total semanal sin la presencia de BESS adicionales y el costo total semanal con la presencia de BESS, como se visualiza en (2). El costo total considera tanto el costo térmico como el costo eventual en el uso del agua, tal como se expresa en (3), y para considerar una

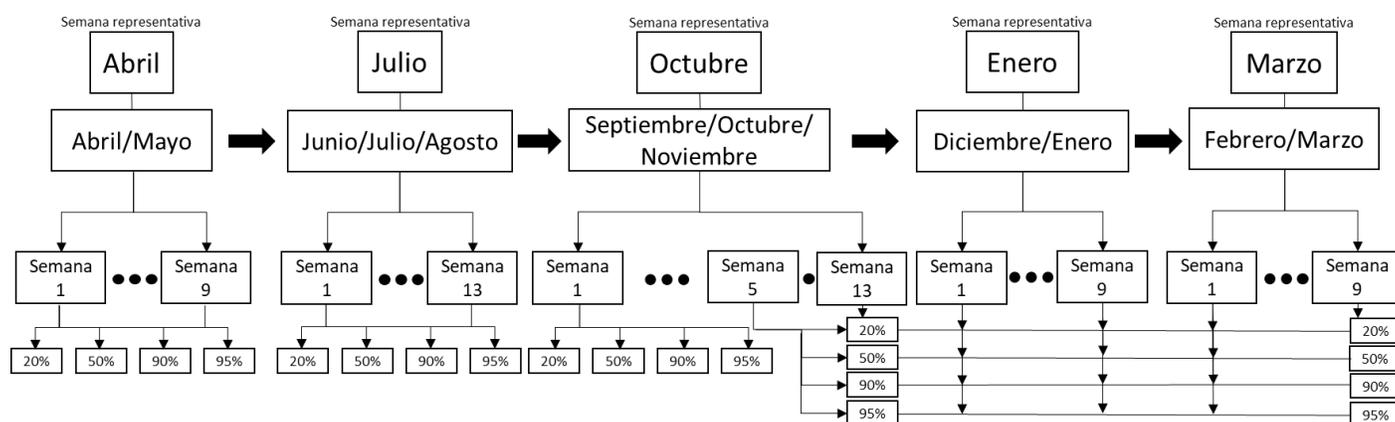
valorización del agua similar a la de la política de operación (y posterior facturación) se tomará como referencia el dual del embalse respectivo para cada hora del horizonte de programación respectivo, lo que es presentado en la relación (4).

$$\Delta Ahorro_{semanal} = Costo Total_{semanal \text{ sin BESS}} - Costo Total_{semanal \text{ con BESS}} \quad (2)$$

$$Costo Total = Costo Total_{T\acute{e}rmico} + Costo Total_{Hidro} \quad (3)$$

$$Costo Total_{Hidro} = \sum_{emb,h} (cota_{ini_h} - cota_{fin_h}) \cdot VA_{emb_h} \quad (4)$$

Figura B-1: Esquema Global de Simulación de Operación Anual.



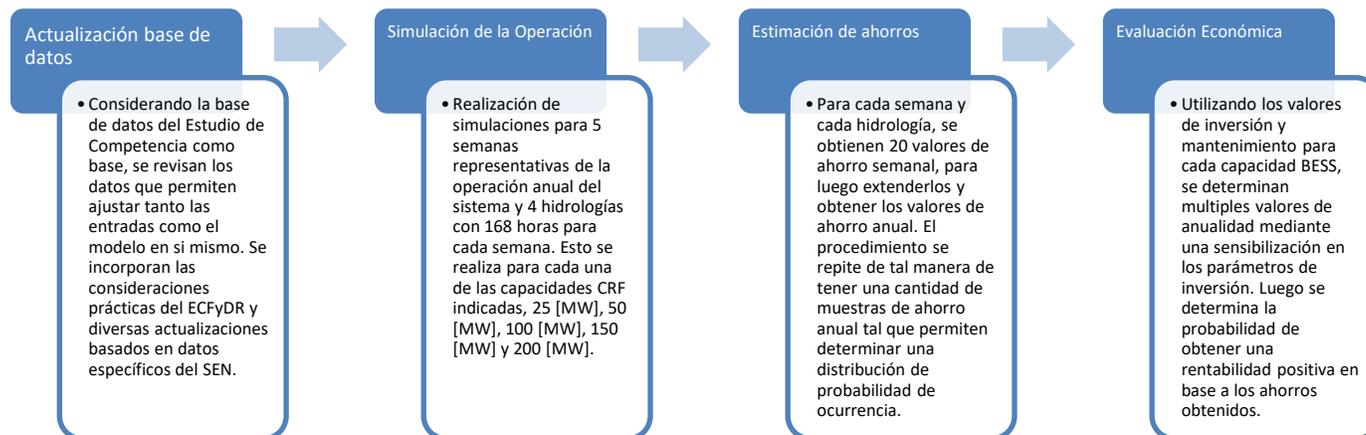
Para determinar los costos de uso de los equipos BESS, se realizaron 2 estimaciones de los costos de inversión, operación y mantenimiento y costos de verificación e interconexión al SEN para distintas capacidades en consideración (25 [MW], 50 [MW], 100 [MW], 150 [MW] y 200 [MW]), cuyos valores pueden observarse en la Tabla B-6. Dentro de los distintos parámetros que son posibles de sensibilizar, tales como la tasa de retorno y vida económica de los equipos, se decidió que los valores a utilizar serán de 8% y 15 años, respectivamente.

Tabla B-6: Estimaciones de costos de inversión y mantenimiento BESS

Capacidad CRF [MW]	Estimación A		Estimación B	
	Inversión [kUSD]	Mant. Anual [kUSD]	Inversión [kUSD]	Mant. Anual [kUSD]
25	23 907	296	13 742	275
50	47 814	591	26 294	526
100	95 628	1 183	52 588	1 052
150	143 442	1 774	78 882	1 578
200	191 256	2 366	105 176	2 104

El procedimiento de evaluación es desarrollado a nivel anual para luego comparar la anualización respectiva de los costos con el valor esperado de la distribución de ahorros anuales obtenido de las simulaciones. El detalle del diagrama de flujo asociado al algoritmo y a la evaluación económica realizada se presenta en la Figura B-2.

Figura B-2: Diagrama de flujo general del estudio



Como una sensibilidad al estudio original realizado sobre la base de los modelos para el Estudio de Competencia 2022, se ejecuta el mismo estudio una segunda vez, pero considerando que el sistema traslada los BESS actualmente operando para proveer servicio de CPF (aproximadamente 50 [MW] asociados a distintas centrales térmicas de la zona del Norte Grande) para utilizarlos exclusivamente en la provisión de CRF.

Resultados, conclusiones y recomendaciones

Las consideraciones para los costos de los equipos BESS fueron clasificados en escenarios pesimistas y optimistas, en función de distintas referencias de organismos que proyectan el costo de instalación de estos dispositivos. Se puede considerar que la “Estimación A” es optimista y la “Estimación B” pesimista.

Las conclusiones del beneficio neto se comentan considerando el escenario optimista y se presentan en la Tabla B-7. **Los valores indican que no existiría un beneficio real en la instalación y operación de equipos BESS para la provisión de CRF.** Asimismo, al analizar los resultados obtenidos para el traslado de los BESS actualmente en operación dentro del estudio, lo cual se presenta en la Tabla B-8, se llegaría a una conclusión similar. Los valores presentados indican que no sería eficiente el cambio de los equipos BESS al servicio de CRF y al adicionar capacidad nueva bajo esta operación tampoco existiría un beneficio real al sistema.

Tabla B-7: Beneficio neto de la instalación de capacidad BESS para provisión de CRF en el SEN. Sensibilidad Base

Capacidad CRF [MW]	Ahorro Esperado [kUSD]	Anualidad BESS Optimista [kUSD]	Anualidad BESS Pesimista [kUSD]	Beneficio Esperado [kUSD]
025	1 698	1 880	3 089	-183
050	2 468	3 598	6 177	-1 130
100	2 629	7 196	12 355	-4 597
150	1 193	10 794	18 532	-9 601
200	3 156	14 392	24 710	-11 236

Tabla B-8: Beneficio neto de la instalación de capacidad BESS para provisión de CRF en el SEN. Sensibilidad Traslado BESS

Capacidad CRF [MW]	Ahorro Esperado [kUSD]	Anualidad BESS Optimista [kUSD]	Anualidad BESS Pesimista [kUSD]	Beneficio Esperado [kUSD]
50 + 000	-8 488	526	591	-9 014
50 + 050	3 360	4 124	6 768	-764
50 + 100	4 085	7 722	12 946	-3 637
50 + 150	4 832	11 320	19 123	-6 487

En consideración al ahorro operacional esperado, el beneficio económico esperado, y a los resultados aplicando un criterio de mínimo/máximo arrepentimiento, **no se recomienda la incorporación de equipos BESS ni el cambio en la operación actual de los ya existentes para entregar CRF.**

Anexo C. Análisis Técnico del Requerimiento de Cargas Interrumpibles

Con el fin de determinar si se requiere el SC de CI, el cual posee un Tiempo Total de Activación de 30 [min] desde la instrucción del Coordinador, se han realizado análisis para verificar la necesidad de contar con este servicio, para garantizar la cobertura de la demanda en horario punta y para aportar a la respuesta en frecuencia ante situaciones de emergencia.

El análisis realizado ha considerado un punto de vista técnico, evaluando la necesidad del recurso en dos situaciones:

- **Análisis de seguridad de abastecimiento:** Frente a un riesgo de que el parque de generación instalado y disponible no sea suficiente para abastecer a la demanda, compensar las pérdidas del sistema de transmisión y proporcionar reservas para Control de Frecuencia.
- **Análisis de congestiones:** Frente a la existencia de congestiones en el sistema de transmisión, debido a la falta de generación en el área o sector importador de potencia.

El detalle de los casos analizados y consideraciones adicionales ha sido publicado junto a este informe en el “*Estudio de SSCC 2021-2024*”

a) Análisis de seguridad de abastecimiento

El análisis de seguridad de abastecimiento consiste en determinar la probabilidad de no contar con generación disponible para despachar en un escenario de máxima demanda, una vez que se agote el total de las reservas programadas para todas las categorías del Control de Frecuencia. Para esto, se determina una función de probabilidad de indisponibilidad de generación, empleando un algoritmo recursivo para calcular la probabilidad acumulada de un estado particular de indisponibilidad de generación de X [MW] luego de agregar una unidad de capacidad C [MW] con una tasa de indisponibilidad forzada anual r como³⁸:

$$P(X) = (1 - r)P'(X) + rP'(X - C)$$

Donde:

- $P(X)$ es la probabilidad de indisponibilidad de X [MW] de generación o más, luego de la adición de una unidad de capacidad C [MW].
- $P'(X)$ es la probabilidad de indisponibilidad de X [MW] de generación o más, antes de la adición de una unidad de capacidad C [MW].

Las condiciones iniciales antes de la adición de una unidad son correspondientes con asumir que la capacidad de generación en el SEN es insuficiente, es decir:

$$P(X \leq 0) = 1.0 ; P(X > 0) = 0 \forall X$$

En la práctica, la probabilidad de tener una gran cantidad de generación fuera de servicio por indisponibilidad forzada, de manera simultánea, es baja. Así, la función de probabilidad acumulada se trunca, eliminando todas las indisponibilidades de generación para las cuales la probabilidad acumulada se encuentra dentro de un umbral acorde, como por ejemplo 10^{-6} . Esto permite el cálculo de la función de probabilidad acumulada, utilizando vectores de dimensiones razonables puesto que la tabla se ve truncada conforme se adhieren unidades. Las probabilidades de indisponibilidad de generación se obtienen como valores acumulativos, que

³⁸ R. Billinton and R.N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”, 2nd Ed., Springer, 1996. Capítulo 2, sección 2.2.4

se suman en la medida que se agregan unidades en el cálculo y, por tanto, el proceso de truncamiento no produce errores.

Se considera que podría ser necesario contar con CI si los escenarios de desabastecimiento de la demanda (correspondientes a combinaciones de indisponibilidades de generación) pueden ocurrir con una probabilidad menor a una hora al año, es decir, que la probabilidad es menor a 0,011%.

Resultados

El Artículo 5-54 de la NTSyCS establece que los Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada de generación, calculados de acuerdo con lo establecido en el Anexo Técnico *Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto*, no deberán superar los valores límite que se indican en la Tabla C-1, de acuerdo al tipo de central:

Tabla C-1: Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada

Tipo de Central	HPROg	HFORg	FFORg
Hidráulica Embalse (por unidad)	400	100	8
Hidráulica Pasada (por unidad)	300	50	4
Térmica Vapor (por unidad)	750	200	12
Térmica Ciclo Combinado (por ciclo)	500	200	12
Turbina Gas (por unidad)	300	50	4
Motores Diesel (por unidad)	300	100	8
Parque de Motores Diesel	20	10	4
Parques Eólicos y Fotovoltaicos	20	10	4

Donde:

- HPROg: Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses.
- HFORg: Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.
- FFORg: Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

De esta definición, y del Artículo 12 del Anexo Técnico *Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto*, se desprende que los índices se calculan con una frecuencia mensual. Para el presente análisis, el Coordinador determinó los índices de 541 unidades de generación con fecha enero 2020. De dichas unidades, los porcentajes de incumplimiento de los estándares del Artículo 5-54 de la NTSyCS de los índices HPROg, HFORg y FFORg son 26%, 44% y 10%, respectivamente. Así, se diseñaron y analizaron los siguientes casos de disponibilidad del recurso primario:

- **Caso Cla:** considera que los recursos primarios de todas las tecnologías de generación se encuentran 100% disponibles en el escenario de máxima demanda del SEN, y las centrales de generación pueden generar una potencia máxima igual a la instalada.
- **Caso Clb:** considera que los recursos primarios de las centrales de generación se encuentran limitados como indica la Tabla C-2.
- **Caso Clc:** considera una reducción del 15% de la capacidad nominal de las centrales de generación respecto al caso Clb. Este es un escenario de baja probabilidad y alto impacto en términos de escasez de recursos de generación.

Para el cálculo de la función de probabilidad de indisponibilidad de generación en los casos Clb y Cic, se consideran las mismas tasas de indisponibilidad de generación del caso Cla, pero se reducen las potencias disponibles de acuerdo a la Tabla C-2.

Tabla C-2: Recursos Primarios de las centrales de generación del SEN por escenario analizado

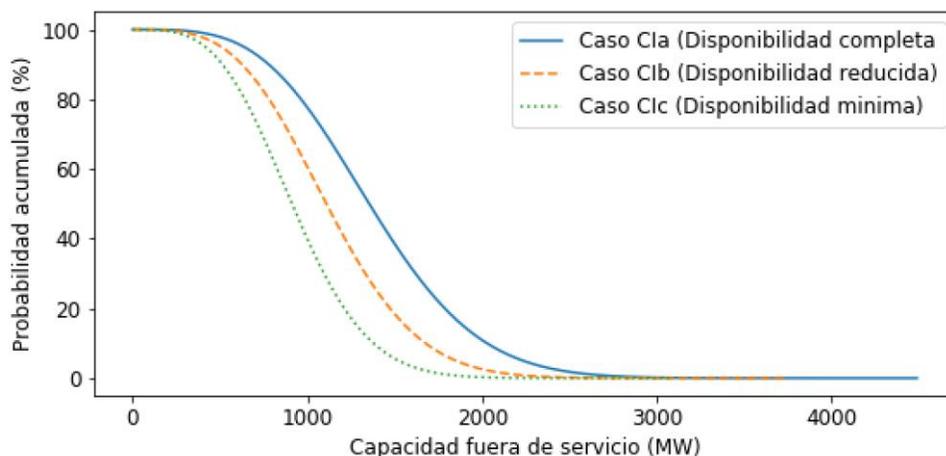
Caso	Disponibilidad del recurso primario				
	Térmico [%]	Hidro [%]	Solar [%]	Eólico [%]	Total [MW]
Cla	100	100	100	100	24.093
Clb	85	85	0	40	17.918
Cic	70	70	0	25	14.629

El máximo nivel de generación que debe encontrarse disponible en el SEN en el escenario más crítico es 11.417 [MW], que resulta la suma de la máxima demanda, las pérdidas y las reservas para Control de Frecuencia. Dicho valor resulta de la suma de las siguientes componentes:

- La máxima demanda (más las pérdidas) del SEN, extraída de los despachos PCP para el año 2021, es de 10.358 [MW].
- Reservas para Control de Frecuencia, extraídas del Estudio de SSCC 2019:
 - Reservas para CPF: CPF estado normal + CPF contingencias: 340 [MW]
 - Reservas para CSF: Bloque 4 (Noche) (17:00 a 21:00 hr) -279/+311 [MW]
 - Reservas para CTF: Bloque 4 (Noche) (17:00 a 21:00 hr) -441/+462 [MW]

Las funciones de probabilidad acumulada de indisponibilidad de generación para el año 2021 para los casos Cla y Clb se presentan en la Figura C-1:

Figura C-1: Funciones de probabilidad acumulada para cada uno de los casos estudiados



En los casos en los que se reduce la disponibilidad de los recursos primarios de generación, debe despacharse un mayor número de unidades de generación. Luego, si bien se reduce el monto de indisponibilidad de generación a partir del cual existiría riesgo de no abastecer la demanda, respecto al caso de disponibilidad completa (caso Cla), para alcanzar dicho valor debe producirse la indisponibilidad

simultánea de un mayor número de unidades, lo que resulta menos probable. La Tabla C-3 presenta la probabilidad de desabastecimiento por caso.

Tabla C-3: Resultados obtenidos para el SEN por escenario analizado

Caso	Disponibilidad del recurso primario					Desabastecimiento	
	Térmico [%]	Hidro [%]	Solar [%]	Eólico [%]	Total [MW]	Generación Indisponible ³⁹ [MW]	Probabilidad [%]
Cla	100	100	100	100	24.093	12.622	Menor a 10^{-6}
C1b	85	85	0	40	17.918	6.447	Menor a 10^{-6}
C1c	70	70	0	25	14.629	3.158	Menor a 10^{-6}

De los resultados obtenidos, se observa que la probabilidad de que el nivel de generación fuera de servicio por indisponibilidad forzada sea tal que no se pueda abastecer la demanda máxima del SEN y proveer reservas de Control de frecuencia, es inferior a 0,000001% en los tres casos analizados.

Por lo tanto, no se identifica la necesidad de contar con cargas interrumpibles desde el punto de vista de la seguridad del abastecimiento de la demanda.

b) Análisis de congestiones:

De los estudios realizados por el Coordinador en relación con el horizonte de tiempo de este estudio⁴⁰, en los escenarios base y específicos de mayor demanda y máximas transferencias de potencia entre las áreas del sistema, no se identificaron congestiones en el sistema de transmisión debido a excesos de demanda que no puedan ser abastecidos de forma local. Por lo tanto, no se identifica la necesidad de contar con CI para eliminar congestiones en la red.

³⁹ Valor de indisponibilidad de generación a partir del cual existe riesgo de desabastecimiento de la demanda.

⁴⁰ El detalle de las congestiones analizadas se encuentra en el “Estudio de SSCC 2021-2024” disponible en la página web del Coordinador.

Anexo D. Avances en Control Dinámico de Tensión en centrales ERV

En conformidad con la definición del Control Dinámico de Tensión para parques eólicos y fotovoltaicos, presentada en la sección 3.2, numeral b del Informe de Servicios Complementarios, el presente anexo realiza un análisis del estado actual de este servicio complementario, considerando los siguientes aspectos:

1. Necesidades técnicas en el SEN para el horizonte 2022-2024⁴¹.
2. Revisión de las exigencias de diseño para parques ERV

El objetivo de este anexo es sentar las bases para asegurar la continuidad de suministro en cualquier ACT en el que se determine necesario utilizar instalaciones de generación basadas en convertidores para soporte dinámico a la tensión de alguna barra de una S/E del ACT. Cabe destacar que en función de cómo se modifiquen las exigencias y requerimientos de CT a los parques ERV, se deberá complementar el Instructivo de Verificación de Control de Tensión vigente⁴² para verificar de manera acorde instalaciones que deban ser llamadas a la prestación de este servicio. Considerando lo planteado, el Coordinador realizó una revisión de la experiencia internacional y del estado del arte en relación con esta materia, analizando los requerimientos técnicos de distintos países con respecto al control de tensión/potencia reactiva de centrales ERV basadas en convertidores, en particular solares y eólicos.

Necesidades técnicas en el SEN para el horizonte 2022-2024

En el marco del desarrollo del ISSCC2021, el Coordinador llevó a cabo el *Estudio de Servicios Complementarios para la Operación del SEN 2021-2024* con el consultor Estudios Energéticos Consultores. En este estudio, se realizó un análisis de los requerimientos para el Control de Tensión en el SEN para dos casos: un caso en el que todas las centrales actuales que están equipadas para brindar el servicio complementario tienen su controlador de potencia ajustado en modo PQ, y otro en el que un número reducido de centrales, en función de las capacidades de sus controladores actuales, prestan el servicio en modo PV⁴³. Además, este estudio realizó sensibilidades para los parques ERV futuros, verificando la necesidad de que alguno de estos, producto del lugar (ACT) donde se encuentran emplazados, requieran tener por motivos de seguridad de suministro un controlador en modo PV.

En relación con los resultados del consultor, y las ACT y Sub-ACT indicadas en la sección 4.2 del mencionado informe, se estableció que, tanto a nivel estático como dinámico, no es necesario que en el horizonte de análisis hasta el año 2024, la generación ERV existente y futura en dicho período, realice un control dinámico de tensión para el SEN, toda vez que los recursos de control de tensión (RCT) existentes y los intercambios con las subáreas adyacentes son suficientes para alcanzar una respuesta adecuada en el perfil de las tensiones del SEN frente a las contingencias más críticas de cada ACT. A continuación, se hacen algunos comentarios sobre los resultados de largo plazo encontrados por el consultor:

- Para el ACT Norte Grande, incluyendo las Sub-ACT Norte-Centro y Sur (Domeyko), se recomendó comenzar a explorar la inclusión de recursos de control de tensión extras en el centro-norte de esta ACT, de modo de corregir efectivamente las sobretensiones del área, provocadas en parte por la

⁴¹ Se considera este horizonte dado el alcance del Estudio de SSCC vigente. Disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/estudio-sscc/estudios-sscc-2020/>

⁴² Guía de Verificación de Servicios Complementarios Control de Tensión. Disponible: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/06/2020.06.01-Gu%C3%ADa-de-Verificaci%C3%B3n-Control-de-Tensi%C3%B3n-1.pdf>

⁴³ Tener un controlador central de una planta fotovoltaica en modo PV es equivalente a que tenga un control dinámico de tensión, toda vez que un controlador en modo PV tiene como labor controlar la potencia activa y la tensión del punto de interconexión donde se conectan, modulando la potencia reactiva de manera acorde.

inclusión de las nuevas obras de transmisión que están consideradas para el horizonte de estudio, que, si bien mejoran el abastecimiento del área, contribuyen al aumento de perfil de tensiones zonal.

- Para el ACT Norte Chico, incluyendo las Sub-ACT Norte y Centro-Sur, el principal RCT es el SVC Plus Diego de Almagro. Frente a una salida de este equipo, el CER Cardones junto a otros RCT del área presentan una correcta sensibilidad dQ/dQ como reemplazo de este. Se destaca que TER Guacolda tiene un impacto significativo en este reemplazo, y que existe un número importante de centrales ERV en el área de influencia que podrían aportar al control de tensión en el futuro.
- Para el ACT Centro, ACT Centro Sur y ACT Sur, el desempeño dinámico de todas las Sub-ACT son satisfactorios ante las contingencias más críticas identificadas. Para cada Sub-ACT, el consultor presenta el detalle de los requerimientos estáticos, en concordancia con los planes de expansión de la transmisión considerados en el horizonte del estudio, frente a contingencias que generan condiciones operativas indeseadas.

Revisión de las exigencias de diseño para centrales ERV

Actualmente, los requerimientos de la NTSyCS para centrales ERV en relación con la respuesta frente a depresiones de tensión transitorias, está descrito en el Artículo 3-8, el cual establece las características de la capacidad LVRT (Low Voltage Ride Through) de las centrales, exigiendo mantenerse conectadas, y no se establece actualmente una exigencia que implique su participación en el control dinámico de tensión con una inyección rápida de potencia reactiva.

Por otro lado, en el Artículo 3-9 de la NTSyCS, establece las curvas P-Q de operación de parques eólicos y fotovoltaicos, de manera que aseguren el poder operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el punto de conexión al sistema de transmisión, en Estado Normal de operación.

En relación con la experiencia internacional, destacaron los requerimientos en Canadá (Hydro-Quebec), Irlanda (EirGrid), el Reglamento UE 2016/631, México (CENACE), y AESO (Alberta Electric System Operator). Cada código de red analizado posee requerimientos de diseño para el Control Dinámico de Tensión de centrales ERV de distintas naturalezas, lo que implica una revisión continua de las necesidades específicas de cada sistema para dichos operadores.

Figura D-1: Indicadores para el desarrollo del Control Dinámico de Tensión en el SEN



- **Tolerancia del rango de tensión de operación:** rango de tensión de conexión en el que debe poder operar el Control Dinámico de Tensión de una instalación de generación ERV conectada mediante un sistema convertidor en un sistema eléctrico. En algunos países, se define en % y es simétrico. No obstante, también existen tolerancias de rango de tensión de operación en otros operadores de red que tienen bandas asimétricas. Esto es producto de que, en algunos puntos de la red, es posible que la tensión apropiada para asegurar el flujo de potencia en estado estacionario esté levemente desviada del valor nominal, permitiendo un rango de control de sobretensión más alto o de subtenensión más bajo. Esto es importante considerarlo proyecto a proyecto, dado que independiente de un requerimiento normativo, la tensión de servicio de un nodo relevante en el área de influencia de un recurso de control de tensión ERV podría requerir un rango específico.
- **Lógica del Control:** En el SEN, las centrales ERV operan en modo *prioridad* de potencia activa. Las centrales que actualmente aportan al control de tensión son requeridas por el Coordinador Eléctrico Nacional como Instrucción Directa por parte del centro de control mediante llamado telefónico. Operando en Control Dinámico de Tensión, las centrales deben emplear en la lógica de control una *prioridad* de potencia reactiva. Esto motivado por emular el comportamiento de un AVR de un generador sincrónico. Todos los operadores que tienen implementado un Control Dinámico de Tensión requieren que la lógica del control sea en modo prioridad de potencia reactiva cada vez que existe una falla en la red.
- **Límites de inyección/absorción de Q:** Al poder interactuar con equipos estáticos de compensación reactiva., es relevante establecer límites de inyección y absorción de reactivos para los parques ERV durante operación dinámica en el sistema eléctrico. Los requerimientos actuales son para régimen estático, y en régimen dinámico es importante definir un estándar que dé cuenta de todas las opciones que entrega la versatilidad del control rápido que realizan los convertidores y el control estático que pueden proveer otros equipos con los que se podría coordinar. En ocasiones, puede ser relevante analizar las contribuciones que pueden hacer centrales ERV conectadas en la misma área de influencia común, definiendo requerimientos en conjunto.

- **Desempeño dinámico**: El artículo 3-12 de la NTSyCS establece los requerimientos dinámicos para el sistema de excitación de unidades generadoras sincrónicas del SEN. Se evalúa tiempo de establecimiento, tiempo de crecimiento, sobreoscilación, error de estado estacionario, y gradiente de crecimiento de la tensión de campo. En un sistema de generación basado en convertidores, se debe evaluar de manera acorde la respuesta dinámica de la central ERV. Estos requerimientos deben estar definidos para la respuesta lenta y la respuesta rápida, con sus respectivas exigencias.

Además de las indicadas anteriormente, se deben establecer requerimientos con aspectos de seguridad, tanto a nivel de maniobra (esto dice relación, por ejemplo, con las variaciones máximas de potencia reactiva o de tensión en el punto de interconexión que puede provocar un banco de reactores o condensadores estáticos en una central ERV) como de posibles eventos de operación en isla. Estos están fuera del alcance de este anexo y serán abordados en su mérito conforme el requerimiento del servicio complementario de Control Dinámico de Tensión por parte de centrales ERV sea requerido según lo establecido en el Capítulo 3 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

Anexo E. 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 definido⁴⁴.

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”⁴⁵. 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 rentable⁴⁶ 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, 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.

⁴⁴ 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/>.

⁴⁵ Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10

⁴⁶ “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.

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 monopólico. 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 (RSI⁴⁷)

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:

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

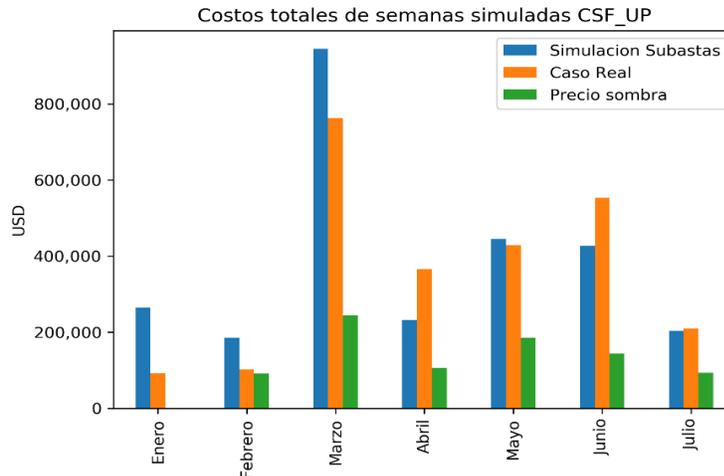
⁴⁷ El RSI fue desarrollado por Anjali Sheffrin para el California Independent System Operator (CAISO), y fue presentado en un workshop de monitoreo de mercado de la FERC (FERC Market Monitoring Workshop) en el año 2002. Presentación disponible en https://www.caiso.com/Documents/PredictingMarketPowerUsingResidualSupplyIndex_AnjaliSheffrin_FERCMarketMonitoringWorkshop_December3-4_2002.pdf.

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.

Anexo F. Casos Base Informe de SSCC septiembre 2020

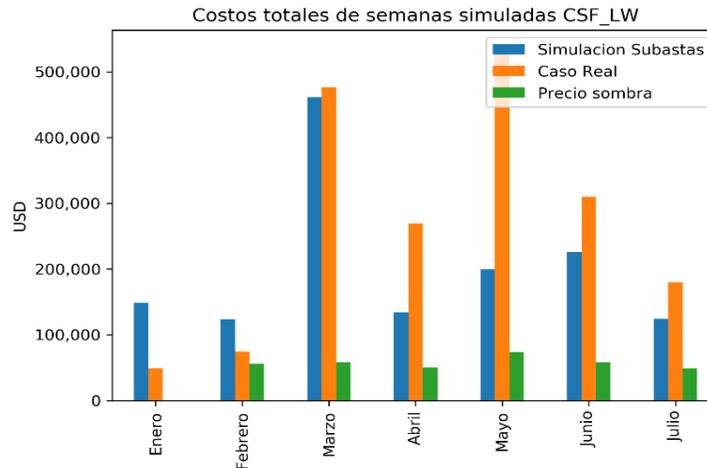
Los gráficos que a continuación se exponen corresponden a los presentados en el Informe SSCC 2020 en su versión de septiembre, los que comparan el costo teórico de las subastas vs un escenario con ofertas sintéticas. La elaboración de dichos casos se encuentra desarrollada en detalle en el informe señalado⁴⁸.

Figura F-1: Costos totales de semanas simuladas CSF+



*Simulación subastas = Caso 2, Precio sombra= Caso 1

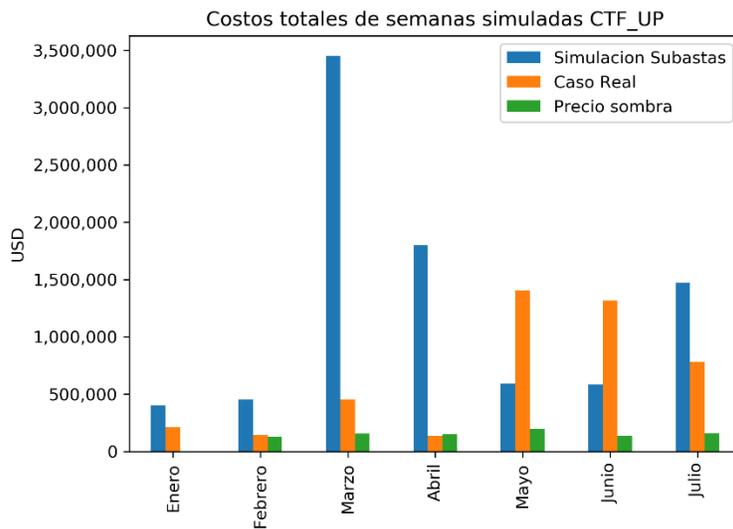
Figura F-2: Costos totales de semanas simuladas CSF-



*Simulación subastas = Caso 2, Precio sombra= Caso 1

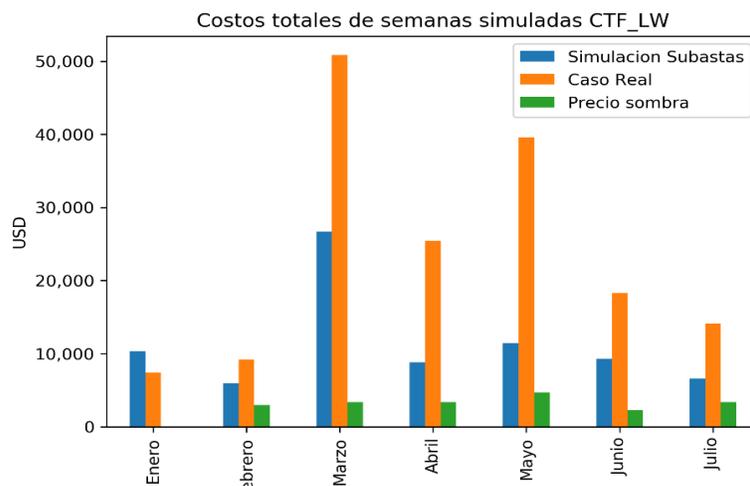
⁴⁸ Disponible en https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/09/2020.09.17-Informe_SSCC_2020.pdf.

Figura F-3: Costos totales de semanas simuladas CTF+



*Simulación subastas = Caso 2, Precio sombra= Caso 1

Figura F-4: Costos totales de semanas simuladas CTF-



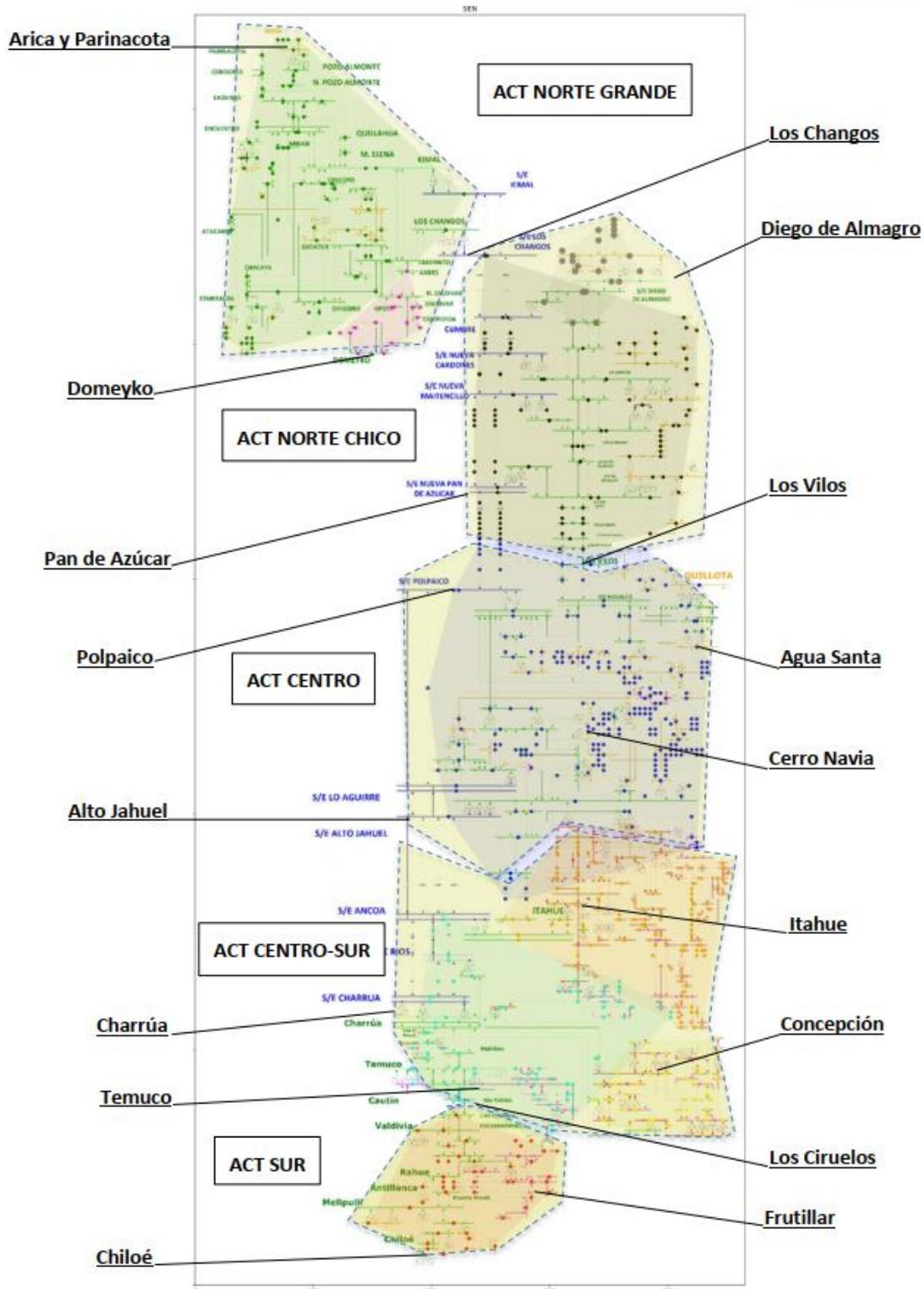
*Simulación subastas = Caso 2, Precio sombra= Caso 1

Anexo G. Listado de Unidades ERV adicionales

Tabla G-1: Centrales incorporadas en sensibilidad ERV

Empresa	Central	Tipo	Capacidad Instalada MW
Aela Generación S.A.	Cuel	Eólica	33,0
Alba S.A.	San Pedro	Eólica	36,0
AustrianSolar	Huatacondo	Solar	89,465
Norwind	Total	Eólica	46,0
San Andres	San Andrés FV	Solar	50,6
Solairedirect	Los Loros	Solar	46,0
Parque Eólico Los Cururos SpA	Los Cururos	Eólica	109,0
Total			410,065

Anexo H. Definición de Áreas de Control de Tensión



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

Ver archivo Excel *Control de frecuencia.xls*

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

Ver archivo Excel *Control de Tensión.xls*

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

Ver archivo Excel *Control de Contingencias.xls*

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

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