

INFORME DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS AÑO 2021

Octubre 2020



CONTENIDO

1.	ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	5
1.1	Abreviaturas	5
1.2	Definiciones	6
2.	INTRODUCCIÓN	10
3.	DEFINICIÓN DE SERVICIOS	12
3.1	Control de Frecuencia	13
3.1.1	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	15
3.1.2	Control Primario de Frecuencia (CPF)	15
3.1.3	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	17
3.1.4	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	18
3.1.5	Cargas Interrumpibles (CI)	18
3.2	Control de Tensión	19
3.3	Control de Contingencias	20
3.3.1	Desconexión de Carga	20
3.3.2	Desconexión de Generación	22
3.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias	23
3.4	Plan de Recuperación de Servicio	23
3.4.1	Partida Autónoma (PA)	23
3.4.2	Aislamiento Rápido (AR)	24
3.4.3	Equipos de Vinculación (EV)	24
4.	IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS	25
4.1	Control de Frecuencia	25
4.1.1	Control Primario de Frecuencia	26
4.1.2	Control Secundario de Frecuencia	27
4.1.3	Control Terciario de Frecuencia	28
4.1.4	Resumen Requerimientos CF	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	31
4.3.3	Plan de Defensa Contra Contingencias	32
4.4	Plan de Recuperación de Servicio	32
4.5	Resumen SSCC Año 2021	32
5.	ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA EN LA PROVISIÓN DE SSCC	34
5.1	Antecedentes Generales	34
5.1.1	CÁLCULO DE RENTAS PIVOTALES	36
5.2	Control de Frecuencia	38
5.2.1	Control Primario de Frecuencia	38
5.2.2	Control Secundario de Frecuencia	39
5.2.3	Control Terciario de Frecuencia	41
5.3	Control de Tensión	43
5.4	Control de Contingencias	45
5.4.1	Desconexión de Carga	45
5.4.2	Desconexión de Generación	47

5.4.3	Plan de Defensa contra Contingencias	47
5.5	Plan de Recuperación de Servicio	47
5.6	Resumen Mecanismos de Materialización SSCC Año 2021	47
<hr/>		
6.	INSTALACIONES PRESTADORAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	49
6.1	Control de Frecuencia	49
6.1.1	Control Primario de Frecuencia (CPF)	49
6.1.2	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	50
6.1.3	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	50
6.2	Control de Tensión	52
6.3	Control de Contingencias	52
6.3.1	Desconexión de Carga	52
6.3.2	Desconexión de Generación	56
6.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias	58
6.4	Plan de Recuperación de Servicio	59
<hr/>		
7.	PROYECTOS Y PROPUESTAS DE SOLUCIÓN PARA LA PRESTACIÓN DE SSCC	60
7.1	Control de Frecuencia	60
7.1.1	Proyecto CRF, CPF y CSF: Punta Sierra Híbrido y Punta Sierra II Híbrido	60
7.1.2	Proyecto CRF: Baterías 52 [MW]	61
7.1.3	Proyecto CPF ante contingencias: Sistema Almacenamiento en S/E Vallenar y S/E Maitencillo	61
7.1.4	Proyecto CSF: Centrales Renaico y Alto Renaico	62
7.1.5	Proyecto CTF+: Centrales Espinos y Olivos	62
7.1.6	Proyecto CI: Respuesta de la Demanda	63
7.2	Control de Tensión	64
7.2.1	Proyecto CT: centrales hidráulicas Renaico y Alto Renaico	64
7.3	Plan de Recuperación de Servicio	64
7.3.1	Proyecto PA: Central Nueva Degan	64
7.3.2	Proyecto PA: Central Espinos	65
<hr/>		
8.	INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA	66
8.1	Control de Frecuencia	66
8.2	Control de Tensión	66
8.2.1	Zona Norte Grande	66
8.2.2	Zona Norte chico	66
8.2.3	Zona Centro	66
8.2.4	Zona Centro Sur	66
8.2.5	Zona Sur	66
8.3	Control de Contingencias	66
8.3.1	Desconexión de Carga	66
8.3.2	Desconexión de Generación	67
8.3.3	Planes de Defensa contra Contingencias	69
8.4	Plan de Recuperación de Servicio	71
8.4.1	Partida Autónoma	71
8.4.2	Aislamiento Rápido	71
8.4.3	Equipamiento de Vinculación	71
<hr/>		
9.	CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS	72
9.1	Control de Frecuencia	72
9.2	Control de Tensión	72
9.3	Control de Contingencias	72

9.3.1	EDAC por Subfrecuencia	72
9.3.2	Plan de Defensa contra Contingencias	73
9.4	Plan de recuperación de servicio	73

ANEXO 1.	ANÁLISIS TÉCNICO DEL REQUERIMIENTO DE CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA	74
-----------------	---	-----------

ANEXO 2.	METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA	83
-----------------	---	-----------

ANEXO 3.	DEFINICIÓN DE ÁREAS DE CONTROL DE TENSIÓN	89
-----------------	--	-----------

ANEXO 4.	INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE FRECUENCIA	90
-----------------	---	-----------

ANEXO 5.	INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE TENSIÓN	90
-----------------	--	-----------

ANEXO 6.	INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE CONTINGENCIA	90
-----------------	---	-----------

ANEXO 7.	INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO	90
-----------------	--	-----------

1. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

1.1 ABREVIATURAS

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

SC	: Servicio Complementario
S SCC	: Servicios Complementarios
SI	: Sistema Interconectado
SITR	: Sistema de Información en Tiempo Real
ST	: Sistema de Transmisión

1.2 DEFINICIONES

1. **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.
2. **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.
3. **Cliente Libre:** Usuario final no sometido a regulación de precios.
4. **Cliente Regulado:** Usuario sometido a regulación de precios de acuerdo con lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
5. **Contingencia Crítica:** Falla o desconexión intempestiva de una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Parcial.

Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

6. **Contingencia Extrema:** Falla de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total.

Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

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).
7. **Control Conjunto:** sistema de control cuya función es mantener la tensión en una barra de alta tensión en un valor definido, efectuando una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades que se encuentran operando.

8. **Controlador de Carga/Velocidad:** En el caso de una unidad generadora sincrónica es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad detectando desviaciones de la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz. Para una repartición estable de la potencia de unidades que operan en sincronismo, los controladores de carga/velocidad tienen una característica tal que la potencia aumenta cuando disminuye la frecuencia.
9. **Controlador de Frecuencia/Potencia:** En el caso de un parque eólico, fotovoltaico, o Equipo de Compensación de Energía Activa, corresponde al dispositivo que permite variar la generación de la instalación en función de la frecuencia en su Punto de Conexión al ST, detectando las desviaciones de frecuencia con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el sistema de control de la potencia generada.
10. **Controlador de Tensión:** En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de la unidad o en un nudo remoto, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la corriente del campo rotatorio.

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

11. **Coordinador:** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
12. **Desempeño Deficiente o Insuficiente:** Operación de una instalación o equipamiento sujeto a la coordinación del Coordinador que no cumple con las instrucciones impartidas por éste o con los requerimientos de diseño, estándares o exigencias establecidas en la NTSyCS y NTSSCC.
13. **Demanda Neta:** Corresponderá al valor de demanda descontando la generación de energías renovables con recursos primarios variables, como la eólica y la solar fotovoltaica.
14. **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.
15. **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.
16. **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.

- 17. 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.
- 18. 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.
- 19. 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.
- 20. 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.
- 21. Recurso Técnico Comprometido:** Recurso Técnico adjudicado o instruido.
- 22. 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.
- 23. 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.
- 24. Sistema Eléctrico Nacional:** Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 [MW].
- 25. SEN – Norte Grande:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al norte de S/E Los Changos, incluyendo ésta.
- 26. SEN – Centro Sur:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al sur de S/E Los Changos.
- 27. 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.
- 28. 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.

- 29. 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.
- 30. Tiempo Total de Activación:** Periodo en que se entrega la totalidad del Recurso Técnico Comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación.
- 31. 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.
- 32. 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 los resultados del Estudio de la NTSSCC “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”¹ y la Minuta “Análisis CRF/CPF”². Adicionalmente, se han realizado análisis y estudios específicos con el apoyo de un Consultor³, los cuales contemplan un horizonte que abarca desde el año 2021 hasta el 2024, centrando los análisis en el año 2021.

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, el que según la Resolución Exenta CNE N°145 de 2020 será emitido el 18 de febrero de 2021⁴.

No obstante, el Coordinador podrá requerir adelantar el proceso de verificación a aquellas instalaciones cuyos recursos técnicos sean considerados críticos para la operación del sistema. De igual forma, 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 2020 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.

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

¹ 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 Publicada como anexo al presente Informe.

³ Los análisis y estudios pueden ser descargados del sitio web del Coordinador en la siguiente ruta <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/estudio-sscc/version-preliminar/>

⁴ Carta DE02416-20, de fecha 12 de mayo de 2020.

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.

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

Tabla 3-1 Categorías y subcategorías de SSCC.

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+)
		Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-)
Cargas Interrumpibles (CI)	Cargas Interrumpibles (CI)	
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)
		Desconexión Manual de Carga (DMC)
	Desconexión de Generación	EDAG (EDAG por Sobrefrecuencia y EDAG por Contingencia Específica)
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)
Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)		
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Equipos de Vinculación (EV)	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 1 se presenta esquemáticamente la relación que existe entre las distintas categorías del SC Control de Frecuencia.

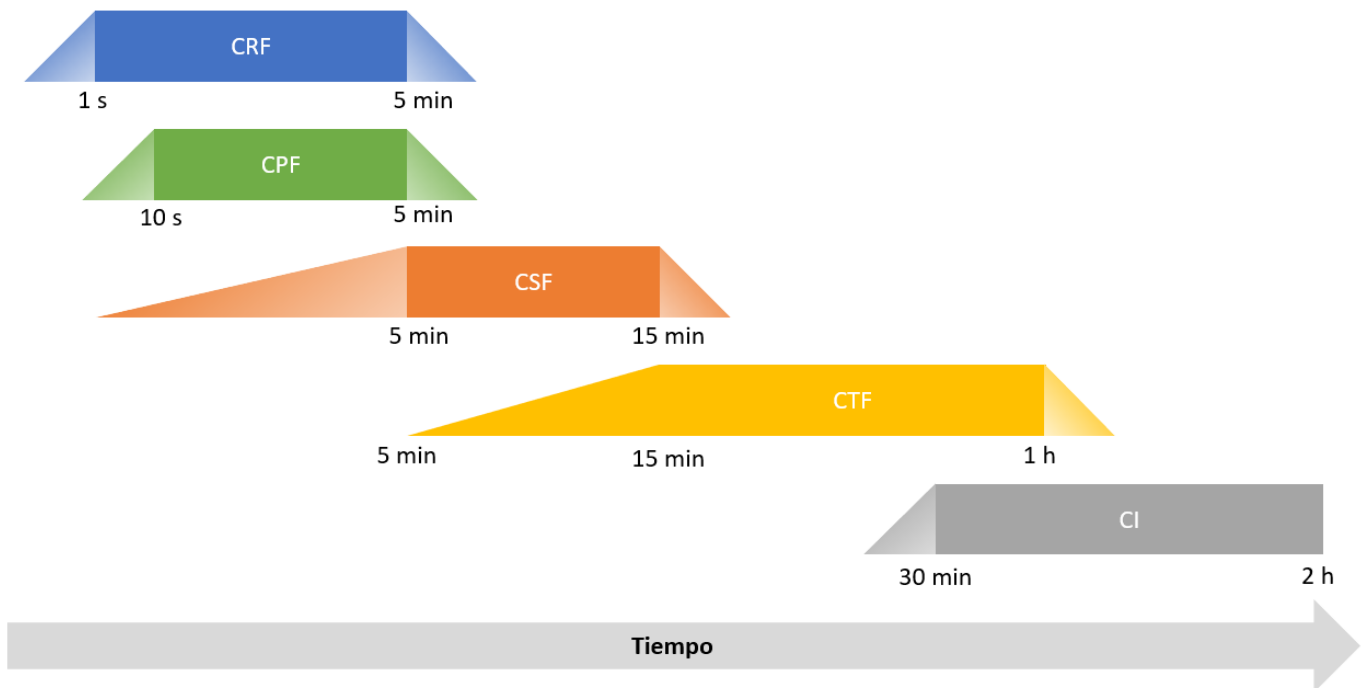


Figura 1. Esquema cadena de reservas⁵

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

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

⁵ Para el SC de CTF se considera un Tiempo Total de Activación de 15 [min]. Dicho tiempo es requerido por el Coordinador de acuerdo al numeral 2 del título 3.1.4 del presente Informe.

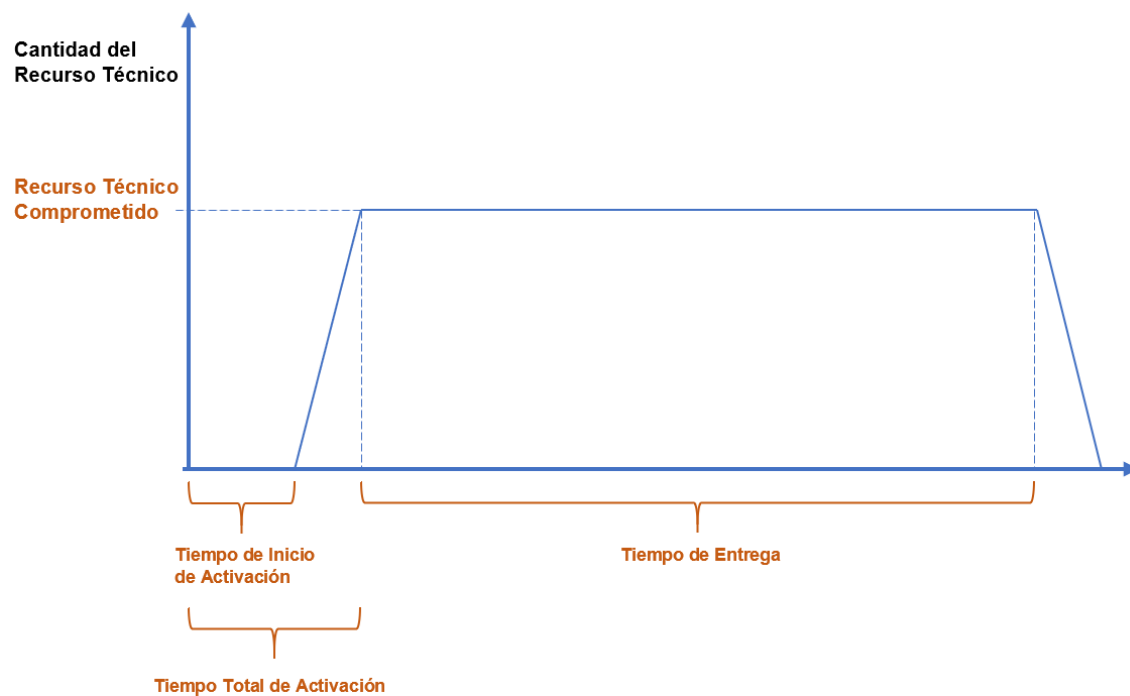


Figura 2. Representación referencial tiempos servicios de CF.

Tabla 3-2 Categorías y subcategorías de SSCC.

Característica Técnica	Modo de Activación	Tiempo de Inicio de Activación	Tiempo Total de Activación	Mínimo Tiempo de Entrega	Máximo Tiempo de Entrega
CRF	Automático Local	-	1[s]	5[min]	
CPF	Automático Local	-	10[s]	5[min]	
CSF	Automático Centralizado	-	5[min]	15[min]	
CTF	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	5[min]	15[min] ⁶	-	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.

⁶ Tiempo Total de Activación requerido por el Coordinador, detallado según nota al pie de página N°5.

3.1.1 CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)

1) Definición:

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

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

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

Al respecto y según se indica en el punto 4.1 del presente informe, este SC está bajo evaluación para su requerimiento para el año 2021, por lo que en esta etapa no se tienen consideraciones adicionales para la prestación de éste servicio, más allá de lo definido en la Resolución de SSCC.

3.1.2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

1) Definición:

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

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

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

I. Estado Normal de Operación

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

Considerando lo anterior, y dadas las exigencias de la NTSyCS vigente, en especial lo dispuesto en el artículo 3-17, para la prestación de este servicio solo se considerará la participación de unidades de tipo sincrónica⁷.

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

⁷ Según se indica en artículo 3-17, la banda muerta de los parques eólicos y fotovoltaicos es de ± 200 mHz.

- 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.
 - Criterio para carga del equipo: La carga del equipo deberá activarse a una frecuencia mínima de 50.025 Hz y deberá realizarse a una tasa que será definida por el Coordinador.
- c) Parques eólicos y fotovoltaicos que cumplan con los siguientes requisitos:
 - El retardo inicial del sistema de frecuencia/potencia deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción.
 - Banda muerta de ± 200 mHz.
 - Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación del parque con carga. El rango de ajuste será entre 2% a 8%.
 - El funcionamiento del controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.

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.

3.1.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

1) Definición:

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

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

- Cumplir con las especificaciones de diseño del AGC, contenidas en los documentos “Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC”, e “Informe de Diseño Conceptual y Básico del Enlace AGC Local/Coordinado en el SING”, ambos de diciembre del 2015⁸.
- 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.

⁸ 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/>

- 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, 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.

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 TENSION

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. 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 sistémica⁹ 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.

⁹ Si bien la naturaleza se considera sistémica, de acuerdo a los resultados de los estudios sistémicos, se podrían definir áreas asociada a su actuación.

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].
- 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 DESCONEJÓN DE GENERACIÓN

1) Definición:

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

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

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

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

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

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

3.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

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

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

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

3.3.3.1 Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)

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

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

3.3.3.2 Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)

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

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

3.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE 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) Equipamiento de Vinculación.

3.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA (PA)

1) Definición:

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

3.4.2 AISLAMIENTO RÁPIDO (AR)

1) Definición:

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

3.4.3 EQUIPOS DE VINCULACIÓN (EV)

1) Definición:

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

4. IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS

4.1 CONTROL DE FRECUENCIA

De acuerdo con lo determinado en los análisis realizados por el Coordinador a través del “*Estudio de SSSC 2021-2024*”, el Estudio “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (Estudio CFyDR)”¹⁰ y los casos complementarios recogidos en la “Minuta CRF CPF”, las categorías de SSSC asociadas al control de frecuencia que son requeridas para la operación del sistema el año 2021 corresponden a:

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

Cabe destacar que en lo que respecta a las subcategorías de Control Rápido de Frecuencia y Cargas Interrumpibles, el Coordinador se encuentra realizando estudios de detalle que permitan determinar la necesidad de contar con dichos SSSC en el sistema, considerando para ello análisis técnico-económicos. Por lo tanto, una vez concluidos los análisis, se determinará la necesidad de contar o no con dichos SSSC y en caso de ser necesarios, su cuantificación y el mecanismo de provisión.

De los análisis elaborados por el Coordinador a la fecha, no se verifica una necesidad técnica a nivel de sistema de implementar el SC de CRF para el año 2021 en adelante, considerando los niveles de inercia y demanda previstos en el horizonte de estudio. En efecto, los elementos técnicos que fundan esta conclusión y que se resumen en el Anexo 1, son los siguientes:

- i. En escenarios de baja inercia, que acorde a los despachos analizados para el año 2021 se encuentran en torno a 30 [GVAs], los análisis indican que el tiempo en el que se alcanza la frecuencia mínima, ante una contingencia simple de la unidad generadora más grande del sistema (severidad 5), es del orden de 10 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. Uno de los casos más críticos analizado, corresponde a uno con porcentaje de penetración renovable de 39,2%, inercia sistémica de 24.4 [GVAs] y demanda de 7400 [MW]. En este caso se observa que la frecuencia mínima se alcanza en unos 7 segundos. Dada la baja inercia sistémica, la estabilidad transitoria del SEN se ve fuertemente reducida, siendo necesario mantener la reserva para CPF@10s en un valor en torno a 253 [MW]. Si se redujera por debajo de dicho valor, se alcanzarían condiciones de inestabilidad angular, las que se asocian a problemas de control de tensión.
- iii. Se exploró adicionalmente un escenario de demanda mínima con bajo nivel de inercia, 30 [GVAs] y demanda 6356 [MW], ratificando los tiempos en los que se alcanza la frecuencia mínima (por debajo de los 10 segundos) y obteniéndose montos de CPF@10s superiores a los 270 [MW], valor que depende del conjunto y combinación de unidades que se consideraron en la prestación del servicio para las simulaciones realizadas.

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.

¹⁰ Estudio puede ser descargado del 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/>

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. No obstante, se analizarán otras opciones considerando el efecto que una reducción de la demanda puede producir en la frecuencia, análogo al que podrían producir unidades con capacidad de inyectar un monto equivalente en un tiempo menor a 30 [min], y por no más de 2 [hr], acorde a la definición del servicio.

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

4.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

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

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

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 generación en el sistema, sin activar el EDAC por Subfrecuencia cuando se presentan contingencias simples de severidad 5. Dado lo anterior, la reserva se estima en función de que la contingencia de la unidad más grande del SEN no provoque una excursión de frecuencia que disminuya más allá de los 48.9 Hz y que post-contingencia la frecuencia de restablecimiento sea superior a 49.3 Hz.

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, es que el requerimiento se ha definido en función de dichas variables, tal como se indica en la tabla siguiente, la que se construye en base a simulaciones y extrapolaciones:

Tabla 4-2 Reservas requeridas para CPF@10s/CPF@5min en función de la Demanda y la Inercia

Demanda \ Inercia	60 [GVAs]	50 GVAs	40 GVAs	30 GVAs	20 GVAs
11.000 [MW]	145 / 258	176 / 258	207 / 258	240 / 258	270 / 258
10.000 [MW]	150 / 265	182 / 265	214 / 265	245 / 265	276 / 265
9.000 [MW]	156 / 274	188 / 274	220 / 274	251 / 274	282 / 274
8.000 [MW]	162 / 284	194 / 284	226 / 284	258 / 284	289 / 284
7.000 [MW]	169 / 295	200 / 295	232 / 295	264 / 295	295 / 295
6.000 [MW]	175 / 307	206 / 307	238 / 307	270 / 307	300 / 307

Cabe destacar que los BESS¹¹ actualmente disponible 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 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 ejecución y plazos de entrega del proceso de programación.

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.

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

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

Donde:

R_{VI} : reserva requerida por variaciones intrahorarias

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

Según los resultados obtenidos en los estudios realizados por el Coordinador en el “Estudio de CFyDR”, el monto de reserva del CSF queda determinado 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. En la

Tabla 4-3 se presenta el requerimiento asociado a la reserva para CSF.

Tabla 4-3 Reservas requeridas para CSF.

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

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

¹¹ Battery Energy Storage System

¹² El detalle puede ser revisado en el técnico “Procedimiento para determinar el Bias (β) 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

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 complemente las reservas requeridas, de manera conjunta, para las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda (diferencias que se presentaron entre la programación y la operación real calculados horariamente). En consecuencia, el CTF quedará determinado según la siguiente expresión:

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

Donde:

R_{VI} : reserva requerida por variaciones intrahorarias.

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

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

Tabla 4-4 Reservas requeridas para CTF.

Categoría SC	Detalle	Detalle	Reserva
CTF	CTF -	Bloque 1 (21:00-05:59 hrs.)	-128 MW
		Bloque 2 (06:00-09:59 hrs.)	-192 MW
		Bloque 3 (10:00-16:59 hrs.)	-157 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	-268 MW
	CTF +	Bloque 1 (21:00-05:59 hrs.)	140 MW
		Bloque 2 (06:00-09:59 hrs.)	234 MW
		Bloque 3 (10:00-16:59 hrs.)	129 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	249 MW

4.1.4 RESUMEN REQUERIMIENTOS CF

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

Tabla 4-5 Reservas requeridas para Control de Frecuencia.

Categoría SC	Subcategoría SSCC	Detalle	Reserva
CPF	CPF +/-	Normal	±39 MW
		Contingencia (@10s)	Ver Tabla 4-2
		Contingencia (@5min)	Ver Tabla 4-2
		Total	-
CSF	CSF-	-	-130 MW
		Rampa requerida	-24 MW/min
	CSF+	-	130 MW
		Rampa Requerida	28 MW/min
CTF	CTF -	Bloque 1 (21:00-05:59 hrs.)	-128 MW
		Bloque 2 (06:00-09:59 hrs.)	-192 MW
		Bloque 3 (10:00-16:59 hrs.)	-157 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	-268 MW
	CTF +	Bloque 1 (21:00-05:59 hrs.)	140 MW
		Bloque 2 (06:00-09:59 hrs.)	234 MW
		Bloque 3 (10:00-16:59 hrs.)	129 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	249 MW

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 2021, considerando los estudios realizados a la fecha, los que serán actualizados en base al “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 Nueva Pan de Azúcar 500 KV y Las Palmas 220 kV hacia el norte hasta S/E Los Changos 500 KV (incluyendo la zona de Diego de Almagro).
- ACT Centro: Entre las SS/EE Polpaico 500 KV y Alto Jahuel 500 KV y entre las SS/EE Los Vilos 220 kV y Puente Negro 220 kV, incluyendo las redes de 110 KV de la V Región y Región Metropolitana.
- ACT Centro Sur: Desde las subestaciones Alto Jahuel 500 KV y Puente Negro 220 kV hasta Cautín 220 kV, incluyendo las redes de 154kV de la VI-VII región y Concepción.
- ACT Sur: Desde la subestación Ciruelos 220 kV hacia el sur.

En el caso del SC de Control de Tensión existe un requerimiento de potencia reactiva por zona, que debe estar 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.).

En la Tabla 4-6 se presentan los requerimientos de potencia reactiva esperados para la operación del sistema el año 2021, tanto para la condición normal de operación del sistema, como las reservas necesarias para afrontar las posibles contingencias.

Tabla 4-6 Requerimientos de potencia reactiva para la prestación del SC de Control de Tensión.

ACT	Sub-ACT	Requerimiento para Operación Normal [MVar]		Reservas para Contingencia [MVar]	
		Mínimo	Máximo	Capacitiva	Inductiva
Norte Grande	Norte-Centro	-399	-133	214	-112
	Sur (Domeyko)	74	140	68	-52
Norte Chico	Norte	-111	-48	62	-23
	Centro-Sur	-659	-408	84	-92
Centro	Troncal	-83	1034	214	-121

¹³ Para más detalle de la definición de las Áreas de Control de Tensión, ver Anexo 3

ACT	Sub-ACT	Requerimiento para Operación Normal [MVar]		Reservas para Contingencia [MVar]	
		Mínimo	Máximo	Capacitiva	Inductiva
	V Región 110 kV	-26	79	10	-16
	RM 110 kV	299	426	58	-42
Centro Sur	Troncal	-311	638	98	-176
	Itahue 154 kV	53	148	33	-16
	Concepción	55	145	19	-23
Sur	Sur	-39	64	86	-21

4.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

En la presente sección se identifican las subcategorías del SC de Control de Contingencias que serán requeridas para la operación del sistema durante el año 2021.

4.3.1 DESCONEJÓN DE CARGA

4.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

El EDAC por Subfrecuencia será diseñado considerando lo especificado en los artículos 3-40 y 3-41 de la NTSSCC. Al respecto, actualmente se encuentra en elaboración el “Estudio EDAC”, el que según el calendario anual de Estudios¹⁴, será publicado en septiembre de 2020.

Se ha determinado que para este servicio no se descartan las condiciones de competencia, por lo que es necesario materializar su provisión mediante una licitación¹⁵. No obstante, dado los plazos involucrados en este proceso, durante el año 2020 y mientras no se licite el respectivo EDAC, este servicio será provisto por las instalaciones asociadas al esquema vigente.

El esquema vigente se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 4-7 EDAC por Subfrecuencia SEN – Norte Grande.

Escalón		Carga asignada por Escalón [MW]	Carga acumulada [MW]
Escalón 2	48.9 Hz	52.0	52.0
Escalón 3	48.8 Hz	102.9	154.9
Escalón 4	48.7 Hz	90.9	245.8
Escalón 5	48.6 Hz	104.8	350.6
Escalón 6	48.5 Hz	117.9	468.5
Escalón 7	48.4 Hz	119.7	588.2
Escalón 8	48.3 Hz	119.2	707.4

Tabla 4-8 EDAC por Subfrecuencia SEN – Centro Sur.

¹⁴ Calendario de estudios publicado mediante carta DE06672-19

¹⁵ El EDAC será definido por zonas en el SEN, por lo que la licitación debería realizarse considerando dichas zonas.

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

4.3.1.2 EDAC por Subtensión

Para el periodo estudiado, no se 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

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.
- d) PDCC Fase 3: Falla línea Quillota-San Luis 2x220 kV.
- e) PDCE Zona Norte: 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

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

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

4.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

4.3.3.1 Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas

Los PDCE 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 4-9 Efectos contingencia Severidad 6 en Líneas de Interconexión.

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

4.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

De acuerdo con las necesidades definidas en el estudio de PRS 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 2021

La siguiente tabla resume los requerimientos para el año 2021.

Tabla 4-10 Categorías y subcategorías de SSCC para el año 2021.

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

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

Según lo instruido por el H. Panel de Expertos en su Dictamen 06-2020, se corrige el Informe SSCC2021, en el sentido de que la prestación del Servicio Complementario de Control Secundario de Frecuencia se proveerá mediante sistema de subastas.

5.1 ANTECEDENTES GENERALES

En el marco de lo establecido en el Reglamento de SSCC y continuando con la metodología desarrollada durante el año 2019, a continuación, se presentan qué servicios podrían ser prestados en condiciones de competencia para el año 2021¹⁶.

Antes de definir cualquier medida de concentración o poder de mercado, es fundamental determinar el mercado relevante del cual se está hablando, ya que es este 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”¹⁷.

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

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

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

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

Respecto a barreras de entrada, dado que las mismas unidades de generación eléctrica tienen la capacidad para entregar alguno de (o todos) los SSCC necesarios, las principales barreras de entrada para un potencial mercado de SSCC serían principalmente las mismas que para el mercado de generación eléctrica. Sin

¹⁶ Para mayor entendimiento de la metodología utilizada, ver “Condiciones de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios”, marzo y septiembre 2019, disponible en el sitio web del Coordinador en el siguiente enlace <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/>.

¹⁷ Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10.

embargo, existen una serie de tecnologías como respuesta de demanda, almacenamiento, volantes de inercia que pueden entregar algunos SSCC como control de frecuencia que pueden enfrentar otro tipo de barreras de entrada en un futuro mercado de SSCC. Si bien en los próximos años se espera un aumento en el parque generador, no se espera un aumento significativo para el próximo año de la oferta de SSCC ya sea por nuevas centrales o bien alguna de las tecnologías ya descritas.

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

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

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

Para analizar cada índice, ya sea HHI, RSI o bien RPPMT se consideraron los siguientes umbrales¹⁸:

- HHI: representando un mercado desconcentrado de ser menor a 1500, uno moderadamente concentrado de encontrarse entre 1500 y 2500, y de uno altamente concentrado de superar los 2500 de forma estructural¹⁹. Solo se muestra para fines informativos.
- RSI: el indicador RSI mide el porcentaje de la demanda que se puede satisfacer sin considerar la capacidad de los *i* generadores más relevantes. De este modo, si es que el RSI es mayor a 100% significa que el resto de los agentes poseen capacidad suficiente para satisfacer el mercado y, por lo tanto, estos *i* agentes deberían tener poca influencia en el mercado.
- RPPMT: Las rentas en una subasta pueden provenir tanto de lo que se considera eficiente para el mercado como aquellas provenientes de la capacidad que posee una firma para manipular los precios. Para el caso de las rentas de poder de mercado, se está comparando con un Operador que adjudica basado en un modelo de costo auditado a precio uniforme, similar al mercado de energía. En esta

¹⁸ Para un mayor análisis y descripción sobre cómo se calculan estos indicadores, ver Anexo 2.

¹⁹ Niveles de acuerdo a lo establecido por la Federal Trade Commission (FTC) y Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012.

oportunidad, se considera un caso en donde este indicador tenga un valor mayor a 1 como umbral para determinar que no existen condiciones de competencia en dicho servicio.

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

5.1.1 CÁLCULO DE RENTAS PIVOTALES

5.1.1.1 Metodología Indicador Rentas Pivótales de Poder de Mercado Totales (RPPMT)

La metodología de rentas pivotaes es una métrica que mide la pivotalidad (relevancia) de una firma en el mercado basada en las rentas que podría obtener explotando de manera unilateral asimetrías de costos de operación. Es decir, mide el impacto económico de la firma en el mercado a partir de la comparación de costos de operación cuando se ausenta de una subasta. Es un test de competencia adicional y requerido, dado que, a diferencia de los indicadores estáticos, sí considera la estructura de costos del mercado, así como la interdependencia entre los mercados de SSCC y el mercado de energía.

Las rentas pivotaes se calculan como la diferencia de los costos de operación del Sistema Eléctrico Nacional al co-optimizar el mercado de energía y servicios complementarios con y sin la firma “i”. En este sentido, una firma puede restarse de una subasta de SSCC, manteniendo su capacidad de prestar energía.

Dichas rentas pivotaes pueden tener 2 componentes: rentas que provienen de una asignación eficiente y una componente de poder de mercado. Considerando una estructura de costos auditados, las rentas eficientes para una firma “i” en el mercado spot de corto plazo corresponden a las generadas con motivo de las asimetrías de costos entre distintos oferentes en un equilibrio competitivo donde ningún agente tiene la habilidad para alterar el precio de mercado, es decir, todo el parque se encuentra disponible. Esto es análogo a las rentas inframarginales en el mercado de la energía creadas por las diferencias de costos marginales de las diferentes tecnologías.

Las rentas de poder de mercado estarán determinadas por la diferencia entre las rentas pivotaes y las rentas de eficiencia.

A partir de lo anterior, se determina el indicador de Rentas Pivotaes de Poder de Mercado (RPPMT) a través de la siguiente expresión:

$$RPPMT = \frac{\sum_i \pi_{i,PM}}{C^*}$$

Donde, C^* es el costo total del respectivo SSCC de control de frecuencia, el cual se determina como la diferencia entre los costos de operación del sistema con y sin el requerimiento de reserva del respectivo SSCC.

Una descripción detallada de la metodología de rentas pivotaes es presentada en el Anexo 2.

5.1.1.2 Consideraciones y escenarios de operación para el cálculo de RPPMT

Para el año 2021 se consideran nuevos proyectos de generación y transmisión considerando los proyectos declarados en construcción según Resolución Exenta 101 de la Comisión Nacional de Energía e información del estado de conexión de proyectos que cuenta el Coordinador. Respecto a indisponibilidades programadas, se consideró el programa de mantenimiento mayor vigente de marzo 2020.

A efectos de representar condiciones de operación relevantes del Sistema Eléctrico Nacional se consideraron cuatro semanas representativas para el año 2021, así como cuadro condiciones hidrológicas, según se muestra en la **Figura 3**.

	Enero				Febrero				Marzo				Abril				Mayo				Junio				Julio				Agosto				Septiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre							
Hidrología	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4								
20%	■												■												■																											
50%	■												■																																							
90%	■												■																																							
95%	■												■																																							

Figura 3. Escenarios de operación considerados para la determinación de rentas pivotaes

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, abril, julio y octubre. Cada uno de estos meses representa condiciones de abastecimiento particulares de diferentes épocas del año, según se detalla a continuación:

- Semana de enero: representa las condiciones de abastecimiento del período enero-marzo, y corresponde a la etapa final de 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-septiembre), 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 (octubre-diciembre), con elevados afluentes para la mayoría de las condiciones hidrológicas de la estadística.

Conforme a los periodos de tiempo considerados en el análisis, el cálculo de rentas pivotaes adicionalmente consideró las siguientes restricciones para provisión de reservas de los siguientes centrales de hidro-embalse:

- Central Antuco: durante el período de riego (diciembre – marzo/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 – marzo/abril/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 hasta el primer cuarto del 2021. Para el resto del horizonte, se incluye una proyección semanal basada en la disponibilidad actual (informada para el resto de 2020). Cabe destacar, que la disponibilidad de GNL real dependerá a su vez de las condiciones hidrológicas que se presenten en el sistema.

Las Configuraciones Operativas y capacidades operacionales para proveer reservas de control de frecuencia consideradas en el cálculo del RPPMT se encuentran individualizadas en el Anexo 2.

Adicionalmente, la demanda considerada corresponde a una estimación que considera una tasa de crecimiento de 3% con respecto a las ventas reales de los últimos 12 meses (2019-2020).

En relación al modelo matemático para las simulaciones de co-optimización corresponde al mismo alcance del modelo utilizado en la actualidad para la programación diaria de la operación, en cuanto a representación de parque generador, demanda y sistema de transmisión. No obstante, considerando la combinación entre semanas hidrológicas, semanas de operación, cantidad de SSCC y firmas, se optó por no considerar variables enteras en las simulaciones a efectos de lograr un proceso de cálculo más eficiente. Con todo, el cálculo de rentas pivotaes involucró del orden de 1.000 simulaciones de co-optimización entre energía y reservas operacionales para control de frecuencia.

Dado lo anterior, a continuación, se muestran las condiciones de competencia para cada uno de los servicios definidos en la Resolución Exenta N°827, de 30 de diciembre de 2019 y que son requeridos para el año 2021.

5.2 CONTROL DE FRECUENCIA

5.2.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Para este servicio complementario y como se muestra en el siguiente gráfico, es posible observar un alto grado de concentración en el mercado, con valores de HHI entre 3000 y 4200.

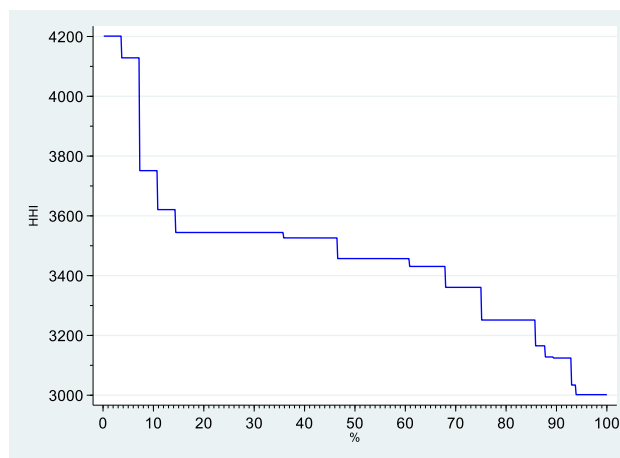


Figura 4. Curva duración HHI anual CPF año 2021

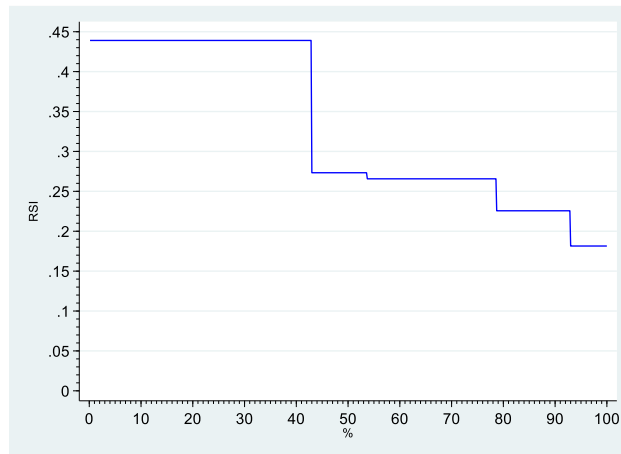


Figura 5. Curva de duración RSI-3 CPF año 2021

Por su parte, el RSI3 muestra que las 3 empresas con mayor capacidad son pivotaes, no existiendo valores superiores a 0.44 (la **Figura 5**).

En un análisis más detallado, el indicador de rentas pivotaes (RPPMT) para el año 2021 muestra valores elevados, alcanzando 18.787 al tomar en cuenta todo el período de simulación, y un promedio de 20.035 al considerar cada semana representativa de los 4 meses en cuestión de manera individual, lo que implica que, de materializarse el CPF mediante subastas, podrían existir sobre-rentas equivalentes a casi 19 veces el costo de operación sistémico de proveer el servicio. Dada la simetría del servicio, en el caso de unidades ERV, éstas no pueden garantizar recurso primario para el servicio de CPF por baja frecuencia, salvo que de manera forzada restrinjan su oferta dejando de generar con el recurso primario disponible; por otro lado, estos recursos no se encuentran aún verificados para la prestación de este servicio.

Tabla 5-1 Índice RPPMT para cuatro semanas CPF 2021, condición hidrológica: probabilidad de excedencia 90%

	Enero	Abril	Julio	Octubre	Total	Promedio
CPF	24.823	17.261	13.519	24.538	18.787	20.035

Los resultados previos se mantienen para todas las hidrológicas consideradas, según se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5-2 Índice RPPMT para servicio CPF 2021, según condición hidrológica.

	Excedencia 20%		Excedencia 50%		Excedencia 90%		Excedencia 95%	
	Total	Promedio	Total	Promedio	Total	Promedio	Total	Promedio
CPF	19.430	24.811	20.067	21.919	18.787	20.035	19.118	21.462

En consecuencia, se descarta la existencia de condiciones de competencia para el servicio de Control Primario de Frecuencia.

5.2.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA

En cuanto a los potenciales competidores, se consideró solo el parque existente y habilitado para dar CSF. Lo anterior se justifica por cuanto desde el comienzo de la implementación de las subastas hasta la fecha de

determinación de las rentas pivotales, no existió entrada de centrales ERV para proveer el servicio²⁰, y adicionalmente se considera un tiempo mínimo para la incorporación de nuevas centrales al AGC que oscila, según los antecedentes que dispone el Coordinador, entre los 4 a 8 meses. En consecuencia, dada la falta de interés mostrada por el ingreso en adición al tiempo que tomaría ingresar al mercado, estas centrales no fueron consideradas para el análisis.

Por tanto, en consideración a las centrales que actualmente operan en el AGC se observan niveles de concentración similares a los encontrados para el Control Primario de Frecuencia, tanto para servicios de subida como de bajada, con un HHI que varía entre 3300 y 4400 aproximadamente.

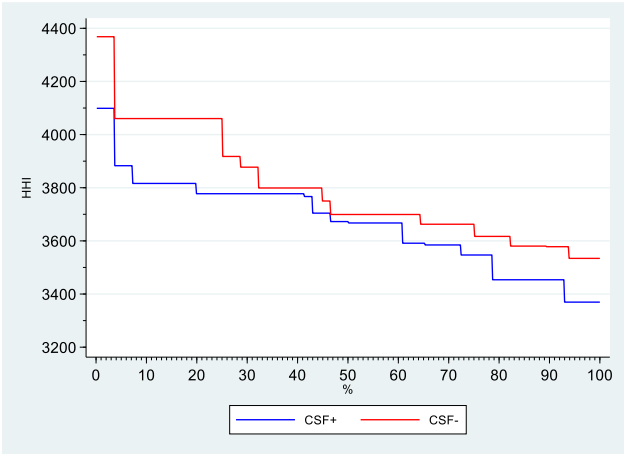


Figura 6. Curva duración HHI anual CSF año 2021.

No obstante, cuando se calcula el RSI 3, el escenario mejora sustancialmente en comparación con Control Primario de Frecuencia, aunque persisten escenarios en los cuales el RSI es inferior a 1, equivaliendo esto a más del 30% del tiempo, tal como se observa en la Figura 7.

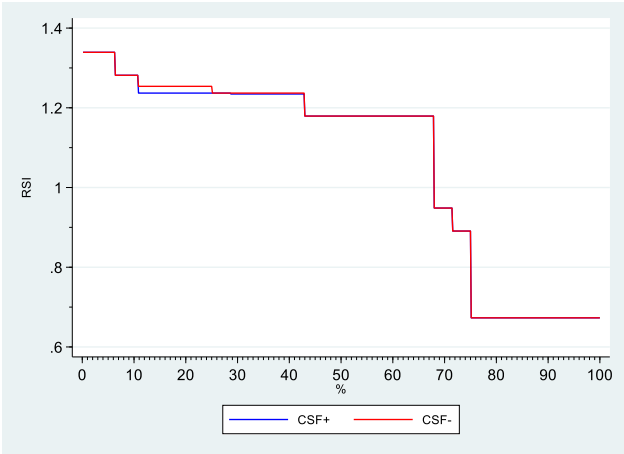


Figura 7. Curva duración RSI anual CSF año 2021.

En lo respectivo a las RPPMT, el CSF+ presentó un indicador superior a 1 en las simulaciones de julio y octubre, mientras que para el caso del servicio de bajada ello ocurrió solo en el mes de enero, pero con valores sustantivamente superiores, alcanzando 2.793. Durante octubre, por su parte, el indicador alcanzó

²⁰ Recientemente, el 26 de junio de 2020 se autorizó a la Central Luz del Norte su incorporación al AGC y consecuentemente la posibilidad de entregar servicios de control secundario de frecuencia.

niveles cercanos a 1, al llegar a 0.927. Teniendo en cuenta la totalidad de los costos y rentas del período de simulación, ambos servicios poseen indicadores superiores a 1. Sucediendo lo mismo de considerar el promedio simple de los 4 períodos.

Tabla 5-2 Índice RPPMT para cuatro semanas CSF 2021- condición hidrológica: probabilidad de excedencia 90%

	Enero	Abril	Julio	Octubre	Total	Promedio
CSF+	0.785	0.578	1.814	1.096	1.057	1.068
CSF-	2.793	0.758	0.709	0.927	1.160	1.297

Los resultados agregados se mantienen para todas las probabilidades de excedencias tenidas en consideración, con excepción del CSF- para el 95% de excedencia, donde el indicador es igual a 0.941 al ser calculado con las rentas agregadas, aunque al tener en cuenta el promedio simple sería mayor a 1 igualmente, tal como se presenta en la tabla.

Tabla 5-3 Índice RPPMT para servicio CSF 2021, según condición hidrológica.

	Excedencia 20%		Excedencia 50%		Excedencia 90%		Excedencia 95%	
	Total	Promedio	Total	Promedio	Total	Promedio	Total	Promedio
CSF+	1.008	0.998	1.369	1.329	1.057	1.068	1.146	1.170
CSF-	1.368	1.441	1.236	1.511	1.160	1.297	0.941	1.188

Cabe destacar que, para todas las hidrológicas, con excepción a la del 90% de excedencia, no solo enero presenta resultados sustancialmente superiores a 1, sino que también octubre.

Por todo lo anterior, en adición a que existirían 3 agentes pivotaes de manera conjunta al menos un 30% del tiempo, se descartan las condiciones de competencia para ambos servicios de Control Secundario de Frecuencia.

5.2.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

En cuanto a los potenciales competidores y a diferencia de lo expuesto en el servicio de control secundario de frecuencia, 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, y por tanto sí fueron consideradas dentro del análisis.

Considerando lo anterior, el Control Terciario de Frecuencia presenta resultados mixtos en lo referido a concentración de mercado, ya que el servicio de subida podría ser considerado como un mercado altamente concentrado, al superar el HHI los 2500, mientras que el de bajada presentaría niveles moderados de concentración, al estar el HHI entre 1500 y 2500.

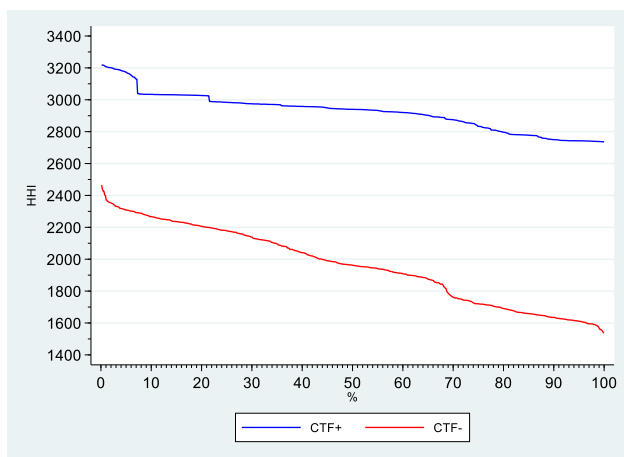


Figura 8. Curva duración HHI anual CTF año 2021.

Ahora bien, a pesar de ser el servicio de Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+) y Sobrefrecuencia (CTF-) mercados alta y medianamente concentrados respectivamente, el RSI arroja valores superiores a 2.7 al tratarse de CTF+ y superiores a 5.6 en el caso de bajada, lo que indica que no existirían agentes pivotaes (**Figura 9**).

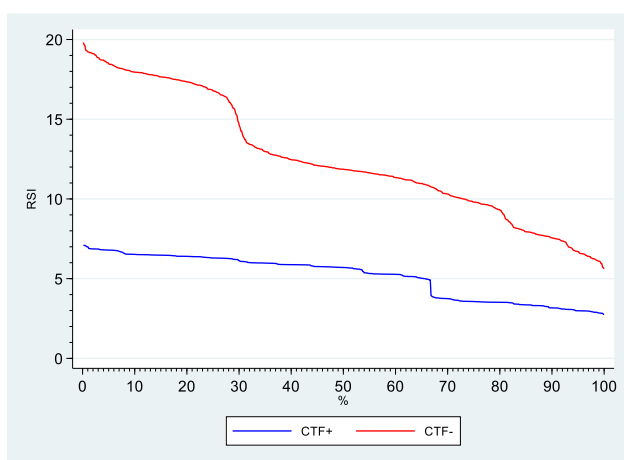


Figura 9. Curva duración RSI CTF año 2021.

Las rentas pivotaes de poder de mercado apuntan en la misma dirección, con valores relativamente reducidos para ambos servicios, aunque en el caso de subida, destaca el hecho de que, en tres de las cuatro semanas simuladas, el valor del índice de RPPMT fue cero mientras que en julio rondó los 2.63. A pesar de esto, al considerar la totalidad de los costos y rentas asociados, el indicador se aproxima a 0.42 con un promedio cercano a 0.66.

Tabla 5-3 Índice RPPMT para cuatro semanas CTF 2021

	Enero	Abril	Julio	Octubre	Total	Promedio
CTF+	0.000	0.000	2.629	0.000	0.416	0.657
CTF-	0.357	0.089	0.000	0.662	0.127	0.277

Los resultados previos se mantienen para todas las hidrologías consideradas, tal como se desprende de la tabla siguiente.

Tabla 5-3 Índice RPPMT para servicio CSF 2021, según condición hidrológica.

	Excedencia 20%		Excedencia 50%		Excedencia 90%		Excedencia 95%	
	Total	Promedio	Total	Promedio	Total	Promedio	Total	Promedio
CTF+	0.163	0.213	0.481	0.657	0.416	0.657	0.579	0.814
CTF-	0.333	0.429	0.306	0.503	0.127	0.277	0.156	0.493

Por lo anteriormente expuesto, en un escenario más probable y considerando los recursos disponibles, los indicadores muestran valores que no permiten descartar la existencia de condiciones de competencia.

No obstante, se debe tener presente que los resultados para el CTF no implican necesariamente que se observará un mercado competitivo de manera efectiva durante el año 2021, sino que, ante la ausencia de interacciones estratégicas, existe el potencial de contar con un mercado competitivo y, por tanto, los resultados previamente expuestos deben ser complementados con una evaluación periódica del desempeño del mercado.

5.3 CONTROL DE TENSION

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 requerimientos considerados son los indicados en la sección 4.2, manteniéndose los que fueran determinados para el año 2020.

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 de este mercado a las centrales fotovoltaicas y los parques eólicos además de capacitores y reactores.

De acuerdo con lo indicado en el Informe de SSCC del año pasado, en la zona de Domeyko o Sub ACT Norte Grande – Sur, no existirían las condiciones de competencia con los recursos existentes, conclusión que se mantiene dado que no se ha incorporado nueva infraestructura para el Control de Tensión y por tanto el mecanismo de materialización es la instrucción directa. De requerir la incorporación de nueva infraestructura el mecanismo de provisión debería ser por medio de una licitación.

Para el resto de las áreas, 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 período de cuatro semanas representativas de un año en las cuales se ha considerado el mantenimiento programado de unidades de generación asociadas a dicho período.

En la **Figura 10** y **Figura 11** 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. En los gráficos solo se muestran las zonas en que se considera existirían requerimientos a unidades

generadoras, en el resto de las zonas, los recursos asociados a instalaciones de transmisión podrían abastecer los requerimientos.

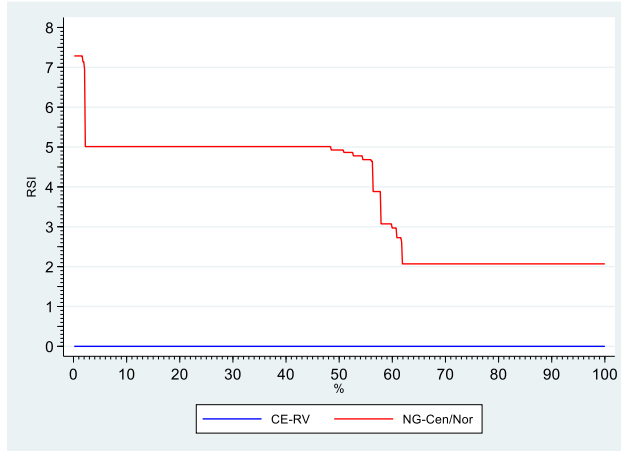


Figura 10. RSI-3 Absorción de Q en condición normal de operación

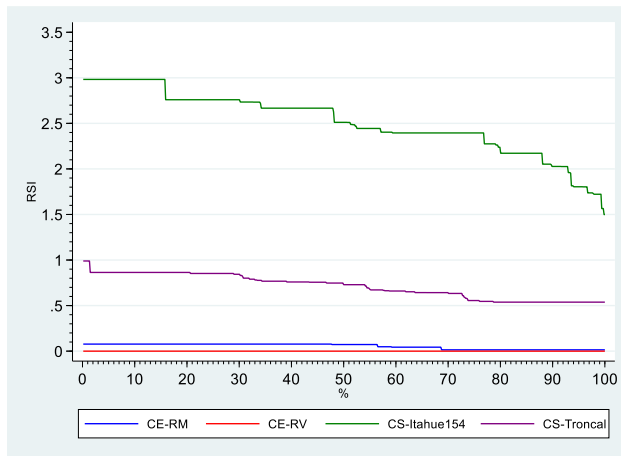


Figura 11. RSI-3 Inyección de Q en condición normal de operación

En la **Figura 12** y **Figura 13** se muestran las curvas de duración del índice RSI-3 para el abastecimiento de reservas para contingencias.

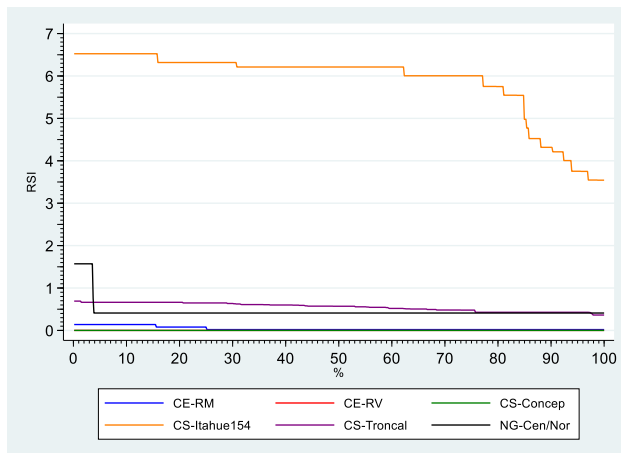


Figura 12. RSI-3 Absorción de Q en condición de contingencia

En las zonas NC-Cen/Sur, CE-Troncal, y Ciruelos del gráfico anterior se consideró que no existirían requerimientos a unidades generadoras dado que los recursos asociados a instalaciones de transmisión podrían abastecer los requerimientos. Por otro lado, las áreas CE-RV y CS- Concep tienen un índice 0 para todo el periodo.

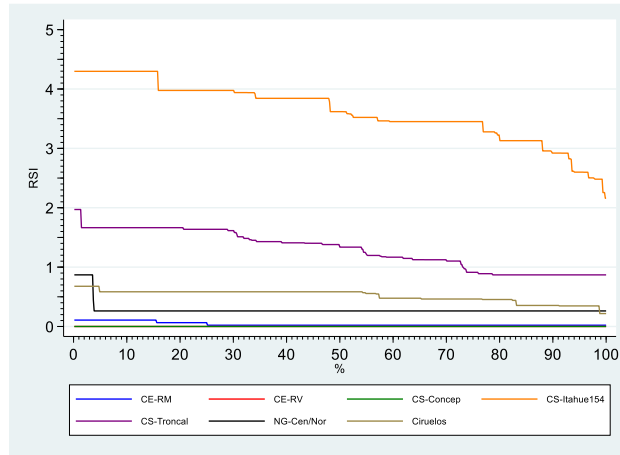


Figura 13. RSI-3 Inyección de Q en condición de contingencia

En las zonas no mostradas en el gráfico anterior NC-Cen/Sur, y CE-Troncal, se consideró que no existirían requerimientos a unidades generadoras dado que los recursos asociados a instalaciones de transmisión podrían abastecer los requerimientos. Por otro lado, las zonas CE-RV y CS-Concep tienen un índice 0 para todo el periodo.

De acuerdo con el resultado de los índices en su conjunto, en que para todas las zonas mostradas el índice RSI es menor a 1 en la mayor parte del periodo analizado, es posible concluir que no existirían las condiciones para la provisión del servicio con suficientes condiciones de competencia a excepción de la zona de Itahue 154 kV. En esta zona el índice RSI3 se mantuvo para todos los servicios sobre 1 en todo el periodo de evaluación.

Sin embargo, en un análisis particular para la zona CS– Itahue, 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. Estos cambios topológicos reducen la oferta y efectividad de los recursos disponibles por lo que no se mantendrían las condiciones de competencia establecidas preliminarmente en la zona.

Por lo anteriormente expuesto, al no existir condiciones suficientes de competencia, la recomendación por lo tanto es que el SC de Control de Tensión sea provisto mediante instrucción directa.

5.4 CONTROL DE CONTINGENCIAS

5.4.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

5.4.1.1 EDAC por Subfrecuencia

El EDAC operativo del SEN corresponde al esquema ya vigente del año 2019 en el que cada consumo debería estar incorporado al esquema de desconexión de carga y contar con los equipos necesarios de detección y operación y se tiene por lo tanto que la gran mayoría de los consumos estaría en condiciones de prestar el servicio y participar de un eventual mercado.

Se puede concluir por lo tanto que preliminarmente existirían las condiciones de competencia necesarias para licitar el servicio de EDAC por subfrecuencia y considerando los tiempos implementación del servicio es conveniente que estas licitaciones sean a lo menos bianuales.

Sin perjuicio de lo anterior, se encuentra en elaboración por parte del Coordinador del estudio en que se determinará el requerimiento de EDAC del sistema para el año 2021 y la potencial zonificación de requerimientos, por lo que se reevaluará las condiciones de competencia una vez concluido dicho estudio.

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

5.4.1.2 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 requeridos para el año 2021 forman parte de los Planes de Contingencia Crítica y éstos 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.

5.4.1.3 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 de equipos adicionales para prestar el servicio y cualquier cliente 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.

5.4.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

5.4.2.1 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.

5.4.3 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.

5.5 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.

5.6 RESUMEN MECANISMOS DE MATERIALIZACIÓN SSCC AÑO 2021

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

Tabla 5-4. Resumen mecanismos materialización SSCC.

Subcategoría Servicios	Condiciones Estructurales de Competencia	Mecanismo
CPF	NO	Instrucción Directa
CSF +	NO	Subasta ²¹
CSF -	NO	Subasta ²¹
CTF +	SÍ	Subasta
CTF -	SÍ	Subasta
CT	NO	Instrucción Directa
EDAC Subfrecuencia	SÍ	Licitación
EDAC Contingencia Específica	NO	Instrucción Directa
DMC	SÍ	Licitación /Instrucción Directa. ²²
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

²¹ En cumplimiento de lo dispuesto por el Dictamen 06-2020 del Panel de Expertos.

²² Dependerá de si el requerimiento es sistémico o local.

6. INSTALACIONES PRESTADORAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

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

6.1 CONTROL DE FRECUENCIA

6.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

Los aportes representativos de las unidades generadoras serán estimados en función de los modelos dinámicos que dispone el Coordinador, los cuales han sido entregados y aprobados en los periodos de puesta en servicio de las unidades y actualizados por las empresas 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 ($\pm 0.2\text{Hz}$).

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

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

Donde,

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

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

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

II. Reserva para CPF Contingencia:

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

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

Donde,

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

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

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

E_t : Energía aportada por la unidad en 5 [min].

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

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

6.1.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

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

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

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

Donde,

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

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

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

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

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

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

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

Pd_i : Potencia bruta de despacho de la unidad i .

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

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

6.1.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

En el caso del control terciario, se considerarán las reservas que pueden entregar las unidades que se encuentren en servicio en un tiempo de 15 minutos, de acuerdo con su tasa de toma/baja de carga informada, considerando que la activación del servicio no debe superar los 5 [min] desde que el Coordinador entrega la instrucción, o el valor que puedan alcanzar en 10 minutos las unidades con tiempos para llegar a mínimo técnico inferiores a 10 minutos. De acuerdo con lo anterior, se pueden definir dos subcategorías para esta reserva, siendo estas:

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

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

I. Reserva en giro para CTF:

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

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

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

Donde,

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

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

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

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

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

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

Pd_i : Potencia bruta de despacho de la unidad i.

II. Reserva fría para CTF:

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

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

Donde,

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

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

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

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

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

6.2 CONTROL DE TENSION

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

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

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

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

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

6.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

6.3.1 DESCONEJÓN DE CARGA

6.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

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

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

6.3.1.2 EDAC por Contingencia Específica

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

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

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

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

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

Los modos de operación son los siguientes:

I. Modo SEN – Centro Sur (MS)

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

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

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

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

II. Modo de operación en ISLA

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

Tabla 6-2 Modo de operación en ISLA

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

6.3.1.3 EDAC asociado a los Planes de Defensa contra Contingencias Extremas

El PDCE de la Zona Norte del SEN incluye un esquema EDAC como uno de los recursos que serán utilizados ante su activación. A continuación, se presenta de manera conceptual este esquema, el cual será complementado con los montos reales una vez que sea implementado por los Coordinados²³.

Tabla 6-4 EDAC por PDCE propuesto.

Escalón	Tasa de frecuencia [Hz/s]	Frecuencia habilitación [Hz]	Monto de EDAC	Monto [MW]	
				MAX	MIN
I	-0.9	49.5	Asociados a existente	57.8	57.8
			Adicionales	235.2	186.4
			Total	293	244.2
II	-1.8	49.5	Asociados a existente	71.7	71.7
			Adicionales	157.3	140.3
			Total	229	212
III	-2.2	49.5	Asociados a existente	50	50
			Adicionales	71.6	58.4
			Total	121.6	108.4

²³ Mediante carta DE00172-20, el día 15 de enero de 2020 se instruyó a Coordinados del Norte Grande la implementación del EDACxCEX. Estos montos se reevaluaron y se dieron a conocer a los Coordinados en reunión del 11 de junio de 2020.

Escalón	Tasa de frecuencia [Hz/s]	Frecuencia habilitación [Hz]	Monto de EDAC	Monto [MW]	
				MAX	MIN
Total			Asociados a existente	179.5	179.5
			Adicionales	464.1	385.1
			Total	643.6	564.6

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) 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 6.

b) 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 siguiente tabla:

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

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

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

Tabla 6-6 Unidades para integrar el EDAGxCEX Zona Norte

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

Unidad/Central/Parque	
Cochrane U2	FV Bolero
CTA	Huatacondo
CTH	La Huayca II
CTM 1	María Elena
CTM 2	PAS1
CTTAR	PAS2
IEM	PAS3
NTO1	PE Sierra Gorda
NTO2	Solar Jama
U14	Uribe Solar
U15	Valle de los Vientos
U16	

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

Tabla 6-7 Escalones para el EDAG propuesto.

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

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

Unidad/Parque	Potencia Nominal [MW]	Escalón	Máximo P. Escalón (Ajuste Fijo) [MW]	Potencia Objetivo Escalón [MW]	Potencia a completar en Charrúa ²⁴ [MW]
PE Aurora	129	I	506.96	500	0 - 500
PE Cuel	33				
PE San Pedro	36				
PE San Pedro II	65				
Santiago Solar	92.73				
Rapel x2	151.2	II	226.8	500	273.2 - 500
Rapel x3	226.8				
Nehuenco TV I	112.8	III	250.8	500	249.2 - 500
San Isidro TV (1 o 2)	139				
Nueva Ventanas (o Campiche)	267	IV	267	400	133 - 400

²⁴ 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.

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

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

6.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

6.3.3.1 Plan de Defensa contra Contingencias Críticas

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

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

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

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

Para hacer frente a la sobrecarga de la línea Quillota-Nogales 2x220 kV, luego de la pérdida de ambos circuitos de la línea Quillota-Polpaico 2x220 kV, se cuenta con un EDAG en la S/E San Luis, que actúa con órdenes de desconexión secuencial de generación en las unidades de las centrales Nehuenco, San Isidro y Quintero. El déficit de potencia sistémico originado por la operación del EDAG San Luis es compensado con la actuación del esquema de desconexión automático de carga EDAC 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 un PDCE asociado a la pérdida de alguno de los doble circuitos del sistema de 500 KV entre S/E Los Changos y S/E Polpaico. Para cumplir con lo anterior se ha planteado un PDCE para la Zona Norte, el cual se describe en la sección 8.3.

6.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

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

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

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 NTSSCC²⁵.

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.
- **Pronunciamiento del Coordinador Eléctrico Nacional:** análisis de la propuesta por parte del Coordinador.

7.1 CONTROL DE FRECUENCIA

7.1.1 PROYECTO CRF, CPF Y CSF: PUNTA SIERRA HÍBRIDO Y PUNTA SIERRA II HÍBRIDO

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

Pacific Hydro Chile S.A. ha presentado una propuesta asociada a la adecuación del Parque Eólico Punta Sierra y a la construcción de central Punta Sierra Híbrido 2, las que, según su configuración, podrían prestar los SSCC de CRF, CPF y CSF.

Ambos proyectos contarán con capacidad de generación eólica y solar y de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS), según el siguiente detalle:

Tabla 7-1 Proyectos PSH y PSH II de Pacific Hydro Chile S.A.

Nombre Proyecto	Fecha estimada implementación	Recurso		
		Eólico	Solar	Batería
Punta Sierra II Híbrido - PSH II	2023	117 MWe	42 MWp	Por definir
Punta Sierra Híbrido - PSH	2022	82,2 MWe	40 MWp	Por definir

El Coordinado indica que combinar producción solar con eólica, permitirá mejorar la disponibilidad de producción de SSCC, utilizando de mejor manera los recursos ya existentes en la zona. Esto debido a la baja correlación horaria existente en la zona entre el recurso solar y el eólico y a la inclusión de baterías.

b) Pronunciamiento del Coordinador Eléctrico Nacional

La propuesta presentada por Pacific Hydro Chile S.A. no contiene especificaciones técnicas suficientes, que permitan cuantificar adecuadamente los recursos técnicos que estarían disponibles para la prestación de cada uno de los SSCC.

El proyecto presentado está aún en una etapa de diseño, por lo que en la medida que el proyecto avance y se tengan especificaciones más precisas, será considerado.

²⁵ 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-2021/proyectos-y-propuestas-a-informe-sscc-2021/>

7.1.2 PROYECTO CRF: BATERÍAS 52 [MW]

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

AES Gener 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 2021. La necesidad de CRF la basa en los Estudios de SSCC realizados por el Coordinador el 2019, indicando que el uso de CRF reduciría los requerimientos de CPF ante contingencias.

Adicionalmente, señala que el CRF proporcionaría reserva en un rango temporal comparable a la respuesta inercial del sistema ante desbalances de generación/demanda por contingencia simple, tornándose más relevante en los próximos años con la creciente incorporación de energías renovables variables.

b) Pronunciamiento Coordinador Eléctrico Nacional

Los antecedentes presentados por AES Gener, no consideran una evaluación técnica de la necesidad de CRF para el año 2021 o venideros, así como tampoco presenta una evaluación técnica-económica asociada al reemplazo de CPF por CRF.

Cabe destacar que actualmente el Coordinador se encuentra realizando estudios para cuantificar el requerimiento técnico de CRF, así como realizando las evaluaciones técnicas-económicas que permitan definir su uso.

Dado lo anterior, una vez finalizados los análisis mencionados se definirá, en caso de ser necesario, la cuantía del requerimiento y su mecanismo de provisión.

7.1.3 PROYECTO CPF ANTE CONTINGENCIAS: SISTEMA ALMACENAMIENTO EN S/E VALLENAR Y S/E MAITENCILLO

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

Transec S.A. ha presentado una propuesta asociada a la instalación de Sistemas de Almacenamiento en las Subestaciones Vallenar y Maitencillo, destinado a entregar el SC de CPF ante Contingencias a partir del año 2022, según el siguiente detalle:

- Sistema de Almacenamiento Ion Litio de 50 [MW] en barra de 110 kV de S/E Maitencillo.
- Sistema de Almacenamiento Ion Litio de 2 [MW] en barra de 13,8 kV de S/E Vallenar.

El Coordinado indica que el CRF y CPF tienen ventanas de acción traslapadas, indicando que a futuro se podría establecer un servicio de control de frecuencia híbrido entre ambos, donde se consideren distintos umbrales de acción atendiendo a variaciones de frecuencia y tasas de respuesta proporcionales a dicha variación.

Por otro lado, señala que los costos actuales de los Sistemas de Almacenamiento BESS son menores a los utilizados en el Informe de SSCC 2020 vigente, indicando los siguientes costos de inversión de un equipo BESS:

Tabla 7-2 Costos de Inversión y Mantenimiento de Dispositivos BESS informados por Transelec S.A.

Instalación	Inversión [USD]	Mantenimiento Anual [USD]	Verificación [USD]
BESS = 2 [MW]	\$ 1.210.000	\$ 24.200	\$ 27.588
BESS = 12,5 [MW]	\$ 6.464.000	\$ 129.280	\$ 27.588
BESS = 50 [MW]	\$ 26.260.000	\$ 525.200	\$ 27.588

b) Pronunciamento Coordinador Eléctrico Nacional

Los antecedentes presentados por Transelec, no consideran una evaluación técnica de la necesidad de CRF para el año 2021 o venideros, así como tampoco presenta una evaluación técnica-económica asociada al reemplazo de CPF ante contingencias por CRF.

En lo medular, la propuesta informa costos de los sistemas de almacenamiento.

Cabe destacar que actualmente el Coordinador, se encuentra realizando estudios para cuantificar el requerimiento técnico de CRF, así como realizando las evaluaciones técnicas-económicas que permitan definir el reemplazo de CRF/CPF.

Dado lo anterior, una vez finalizados los análisis mencionados se definirá, en caso de ser necesario, la cuantía del requerimiento y su mecanismo de provisión.

7.1.4 PROYECTO CSF: CENTRALES RENAICO Y ALTO RENAICO

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

Espinos S.A. ha presentado una propuesta asociada a la habilitación de las centrales Renaico y Alto Renaico para prestación del SC de CSF, sin indicar una fecha estimada para ello.

Señala que, para lograr dicha habilitación, debe evaluar técnico/económicamente la factibilidad de integración de sus unidades al AGC, y una vez finalizado dicho proceso evaluará su participación de las subastas.

b) Pronunciamento Coordinador Eléctrico Nacional

Independientemente del mecanismo de provisión del SC de CSF, cualquier Coordinado puede iniciar el proceso de verificación de instalaciones para la prestación del SC correspondiente, por lo que su participación en éste se puede concretar una vez que las instalaciones sean verificadas y cumpla con las exigencias normativas asociadas al proceso.

7.1.5 PROYECTO CTF+: CENTRALES ESPINOS Y OLIVOS

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

Espinos S.A. ha presentado una propuesta asociada a la habilitación de las centrales Espinos y Olivos para participar en la prestación del SC de CTF+, sin indicar una fecha para ello.

b) Pronunciamento del Coordinador Eléctrico Nacional

Cabe destacar que el SC de CTF es subastable, por lo que su participación en éste se puede concretar una vez que las instalaciones sean verificadas y cumpla con las exigencias normativas asociadas al proceso.

7.1.6 PROYECTO CI: RESPUESTA DE LA DEMANDA

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

Enel X Chile SpA. ha presentado una propuesta asociada al SC de Cargas Interrumpibles, donde pretende realizar control de frecuencia, mediante respuesta de la demanda.

Enel X señala que puede ofrecer para el año 2021 una cantidad de 30 [MW] de Cargas Interrumpibles (asociado a 26 clientes), considerando contratos que ya tiene implementados con sus clientes.

Dado lo anterior, las condiciones de la prestación informadas son los siguientes:

Tabla 7-3 Condiciones del Proyecto

Disponibilidad	Desde las 18:00 hasta las 23:00 horas.
Aviso de Desconexión	30 minutos antes del evento
Duración de Evento	Máximo 2 horas de duración
Límite de Eventos	Máximo de 60 eventos por año
Línea Base	5 días de anticipación al evento
Pagos	Por disponibilidad y por evento
Disponibilidad y Desempeño	Remuneración en base a NTSSCC

El proyecto de Enel X se basa en que los requerimientos de CI definidos en la normativa vigente son consistentes con las desconexiones que actualmente realizan sus clientes, por lo que prevé no generaría un gran costo de gestión.

Señala como variables críticas, que podrían mermar la participación potencial de los 30 [MW] de los que dispone a las siguientes:

- Desconexiones de duración mayor a 2 horas.
- Número máximo de desconexiones a solicitar durante el año.

Finalmente, en lo que respecta a los costos, indica que los clientes poseen grupos generadores de respaldo, por lo que, para obtener una participación activa de ellos, es necesario cubrir el costo de generación, más un adicional por la gestión de las desconexiones del cliente que corresponde a personal asociado a la mantención del grupo, gestión de la carga de combustible, etc.

b) Pronunciamiento del Coordinador Eléctrico Nacional

Los antecedentes presentados por Enel X no consideran una evaluación técnica de la necesidad del SC de CI.

Cabe destacar que actualmente el Coordinador, se encuentra realizando estudios técnicos para determinar la necesidad de este SC.

Dado lo anterior, una vez finalizados los análisis mencionados, el Coordinador podrá pronunciarse respecto a este proyecto.

7.2 CONTROL DE TENSION

7.2.1 PROYECTO CT: CENTRALES HIDRÁULICAS RENAICO Y ALTO RENAICO

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

Espinos S.A. ha presentado una propuesta asociada a la habilitación de las centrales Renaico y Alto Renaico para la prestación de SSCC de CT.

Las actividades a realizar consideran reconfigurar el AVR de las centrales para que puedan realizar control automático de entrega/absorción de reactivos, estimando un plazo de ejecución de 3 meses.

Señala que ambas centrales tienen la opción de configurar en tres modos para realizar CT: Automatic Voltage Control (AVR), Power Factor (PF) y Var Regulation (Var).

Según indica el Coordinador Espinos S.A., las centrales Renaico y Alto Renaico tienen capacidad máxima de entrega o absorción de potencia reactiva en torno a ± 3 MVar, sin comprometer la salida de potencia activa, lo cual considera sería un complemento para apoyar la regulación de tensión de la barra Angol 66 kV.

b) Pronunciamento del Coordinador Eléctrico Nacional

Los antecedentes presentados por Espinos S.A., no consideran una evaluación técnica de la necesidad de recursos técnicos para control de tensión en la zona mencionada, así como sobre la efectividad del uso de dichos recursos, al ser aportados por sus centrales.

Cabe destacar que los requerimientos del SC de Control de Tensión se basan en montos de potencia reactiva necesarios por zona, y que permitan mantener las tensiones en las bandas establecidas en la NTSyCS. Los requerimientos de SC de CT están siendo actualizados, mediante el “Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva”, por lo que una vez finalizado, se definirá la necesidad de estas unidades.

7.3 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

7.3.1 PROYECTO PA: CENTRAL NUEVA DEGAN

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

La propuesta presentada por la empresa Nueva Degan SpA corresponde a un proyecto conjunto entre las empresas Nueva Degan SpA y SAESA-STS. Según se indica, este proyecto permitiría aumentar la confiabilidad de suministro a la Isla Grande de Chiloé, pudiendo estar implementado en septiembre de 2020.

El proyecto contempla la adecuación de Nave 4 de Central Nueva Degan 2 para habilitar el Modo de Control Load Share o Carga compartida, con el fin de poder entregar energía desde la ciudad de Ancud hasta la ciudad de Castro, en el caso de una contingencia en la línea 220 KV Melipulli – Chiloé.

La secuencia del Plan de Recuperación de Servicio propuesta para la isla de Chiloé considera a la Central Eléctrica Nueva Degan como el núcleo del proceso de restauración y utilizando varias unidades generadoras que operan bajo un modo de carga compartida, donde estas unidades independientes compartirán la potencia reactiva y activa que el sistema requerirá durante la restauración.

b) Pronunciamiento del Coordinador Eléctrico Nacional

Actualmente, el Coordinador se encuentra en proceso de revisión la propuesta enviada, previendo un pronunciamiento en el segundo semestre de 2020.

7.3.2 PROYECTO PA: CENTRAL ESPINOS

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

La propuesta presentada por Espinos S.A. corresponde a la habilitación de central Espinos para prestar el SC de PA, con un tiempo estimado de implementación de 8 meses.

El proyecto considera implementar un sistema de control en los SS.AA. de dicha central, que permita la operación en modo isla de los generadores. Dicho sistema de control considera los siguientes elementos:

- Controlador IG-NT BB GEN: Control, protección, sincronismo y repartición de carga de generador.
- Accesorios de control propios para la aplicación de Central de generación, modo carga base e Isla, de dos equipos.
- InternetBridge-NT (IB-NT), sistema de respaldo en 24VDC, Software de control remoto (Int. Monitor), gabinete de 800x600x300mm, accesorios de control y montaje.

Indica que, de acuerdo con el Estudio para Plan de Recuperación de Servicio del 2020, elaborado por el Coordinador, las centrales de la zona Norte Chico que cuentan con capacidad habilitada de Partida Autónoma son Diego de Almagro, Salvador, Huasco, Las Piedras del Peñón. Señala que la implementación de PA en la Central Espinos puede presentar potenciales ahorros para el sistema.

b) Pronunciamiento del Coordinador Eléctrico Nacional

Actualmente, el Coordinador se encuentra en proceso de revisión la propuesta enviada, previendo un pronunciamiento en el segundo semestre de 2020.

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 2021.

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 2021-2024).

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 2021-2024).

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 2021-2024).

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 2021-2024).

8.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

8.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

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

Por otra parte, actualmente se está implementando un esquema EDAC por Contingencia Específica 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]	
				MAX	MIN
I	-0.9	49.5	Asociados a existente	57.8	57.8
			Adicionales	235.2	186.4
			Total	293	244.2
II	-1.8	49.5	Asociados a existente	71.7	71.7
			Adicionales	157.3	140.3
			Total	229	212
III	-2.2	49.5	Asociados a existente	50	50
			Adicionales	71.6	58.4
			Total	121.6	108.4
Total			Asociados a existente	179.5	179,5
			Adicionales	464.1	385.1
			Total	643.6	564.6

8.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

Para la prestación de este SC se requiere la implementación de dos EDAG por Contingencia Específica asociado al PDCE de la Zona Norte. El esquema propuesto se detalla a continuación.

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

Tabla 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 Dominador PV
Angamos U2	Cerro Dominador CSP
CC Kelar	Cerro Pabellón
Cochrane U1	Finis Terrae
Cochrane U2	FV Bolero
CTA	Huatacondo
CTH	La Huayca II
CTM 1	María Elena
CTM 2	PAS1

Unidad/Central/Parque	
CTTAR	PAS2
IEM	PAS3
NTO1	PE Sierra Gorda
NTO2	Solar Jama
U14	Uribe Solar
U15	Valle de los Vientos
U16	

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

Tabla 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 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 ²⁶ [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 (o Campiche)	267	IV	267	400	133 - 400

²⁶ 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 SEN – Centro Sur que actualmente se encuentran integradas a la Fase 2 del PDC

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

8.3.3 PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Actualmente se está implementando el PDCE de la Zona Norte, de acuerdo con lo dispuesto en el “*Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN*”, de fecha abril de 2019, 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.

A continuación, se presentan los recursos que se están implementando:

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

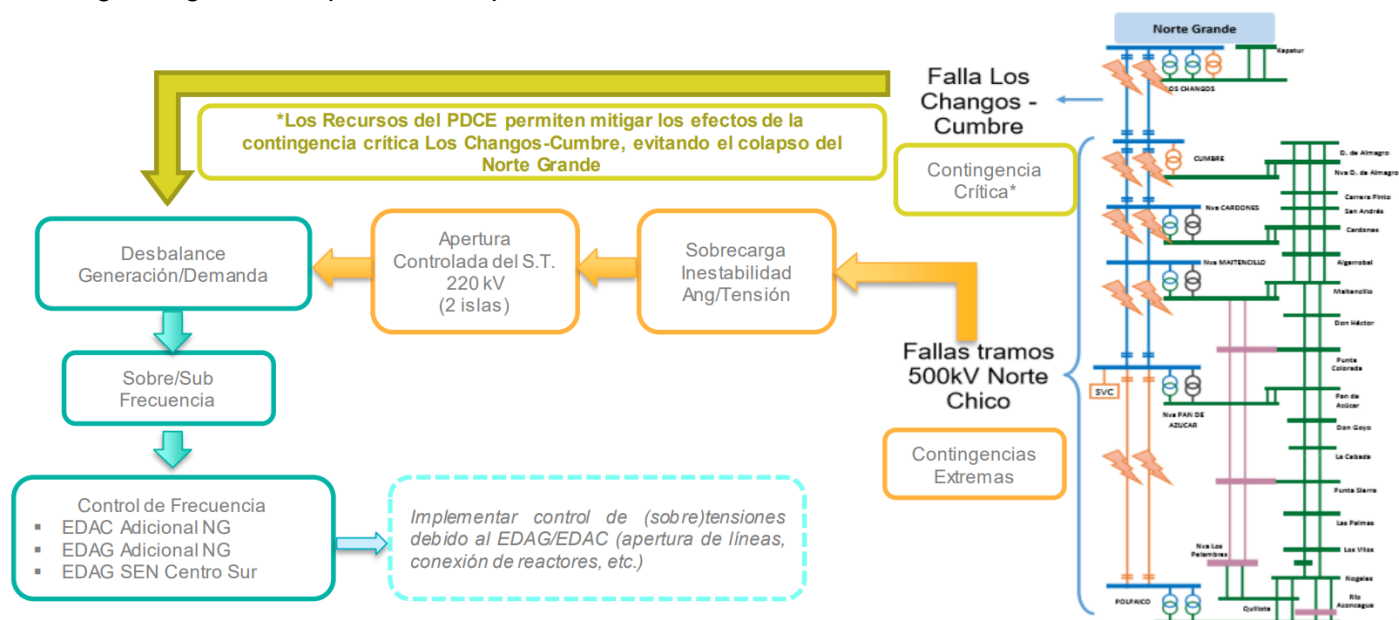


Figura 14. Descripción general del PDCE Zona Norte del SEN.

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

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 2019, 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 2021.

8.4.3 EQUIPAMIENTO DE VINCULACIÓN

Se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos asociados al equipamiento de vinculación para el año 2021.

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 4, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2021.

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 5, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2021.

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, actualmente está en elaboración el “Estudio EDAC”, el que una vez finalizado deberá implementarse. Para ello, el Coordinador realizaría una licitación durante el primer semestre del año 2021, con el fin de que este nuevo esquema se encuentre implementado el segundo semestre de 2022.

Respecto al EDAC vigente, las instalaciones identificadas como prestadoras de este servicio, acorde a lo indicado en el Anexo 6, deberán mantener su respectiva prestación en conformidad con lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2021.

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 6, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2021.

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 y 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 las subcategorías de AR y EV.

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 durante el primer semestre del año 2021.

Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios (PA, AR y EV), acorde a lo indicado en el Anexo 7, comenzarán su respectiva prestación a partir del 1 de enero de 2021.

Anexo 1. 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 diversas simulaciones para evaluar el comportamiento de la frecuencia del sistema para distintos valores de inercia en el Sistema.

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

En los análisis elaborados para el “Informe de SSCC de 2020”, donde se revisó la operación esperada entre los años 2020-2023, se determinó que no existía una necesidad técnica de implementar el CRF. En efecto, dichos análisis muestran que, en los escenarios más críticos, donde la inercia es más baja (en torno a 30 [GVAs] según despachos esperados), el tiempo en el que se alcanzaba la frecuencia mínima, luego de ocurrida una falla de Severidad 5, es del orden de 8 segundos. Este tiempo es superior al Tiempo Total de Activación exigido para el CRF (1 segundo) y puede ser cubierto por el CPF, el que debe activarse en 10 segundos. Por otro lado, el nivel de inercia mínimo que permitía contar con una respuesta de frecuencia admisible (es decir, sin activación del primer escalón de EDAC) sin requerir CRF se estimó del orden de 21 [GVAs].

Los análisis descritos han sido actualizados, analizando el impacto en el comportamiento de la frecuencia, al variar la inercia y los niveles de reserva de CPF y de CRF. Con esto, a la fecha, se concluye respecto al CRF, que no existen razones técnicas para requerir montos mínimos en el horizonte de evaluación analizado 2021-2024. Esto se debe a que es posible cumplir con los criterios y exigencias aplicables en la normativa vigente sin el uso de recursos adicionales, en particular CRF. La decisión final deberá resultar de un análisis técnico-económico de los costos de operación del SEN, considerando la sustitución estimada del CPF mediante CRF, según se establece en el Art. 3-17 de la NT SSCC²⁷.

En efecto, uno de los casos más críticos analizados para el año 2021, corresponde a un despacho con un nivel de penetración de renovable de 39.2% y una inercia de 24.4 [GVAs]. En este se observa, que al desconectar la unidad con mayor despacho, la frecuencia llega a los 48,97 Hz, teniendo un uso de reserva CPF@ 10 s de 253 [MW]. Es relevante destacar que, dada la baja inercia sistémica la estabilidad transitoria del SEN se ve fuertemente reducida. Por lo tanto, en este escenario **si la reserva para CPF se redujera por debajo del valor indicado** se alcanzarían condiciones de inestabilidad angular.

A continuación, se resumen parte de los análisis desarrollados, estando el detalle en los Informes asociados a los Estudios ya mencionados.

a) Sensibilidad ante el aumento de inercia

Para los casos de igual inercia sistémica, se observa una pendiente inicial igual, seguido de un comportamiento de la frecuencia distinto según el nivel de reserva CPF.

A medida que se incrementa el nivel de reserva CPF, aumenta el valor de la frecuencia mínima y el de la frecuencia final. Por otro lado, el tiempo en que la frecuencia alcanza su valor mínimo disminuye, con valores en el rango de 10 a 20 segundos para inercias entre 30 y 60 [GVAs]. Las figuras siguientes muestran lo indicado:

²⁷ Detalle se encuentra en *Minuta CRF/CPF*, publicada adjunto a este Informe.

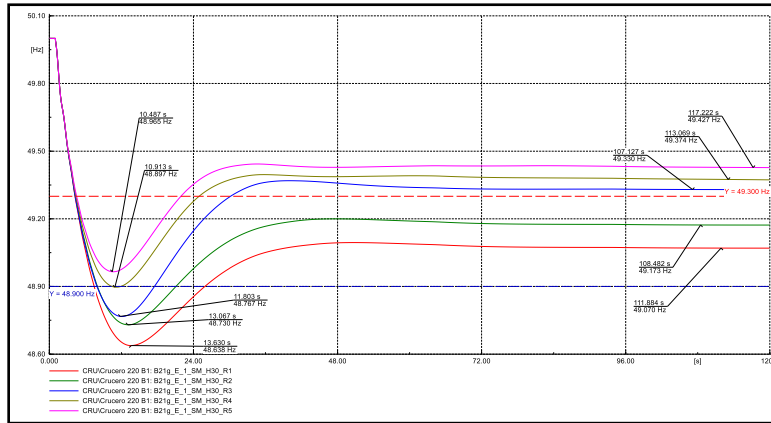


Figura 15.Desconexión de 400 [MW], caso H=30 [GVAs] para distintos montos de reservas.

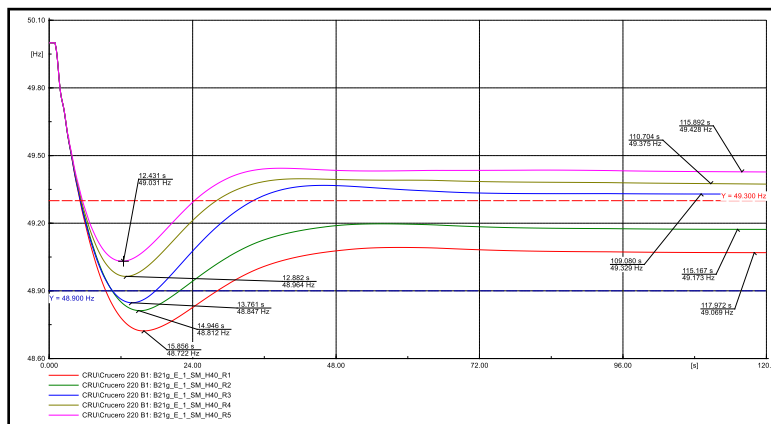


Figura 16.Desconexión de 400 [MW], caso H=40 [GVAs] para distintos montos de reservas.

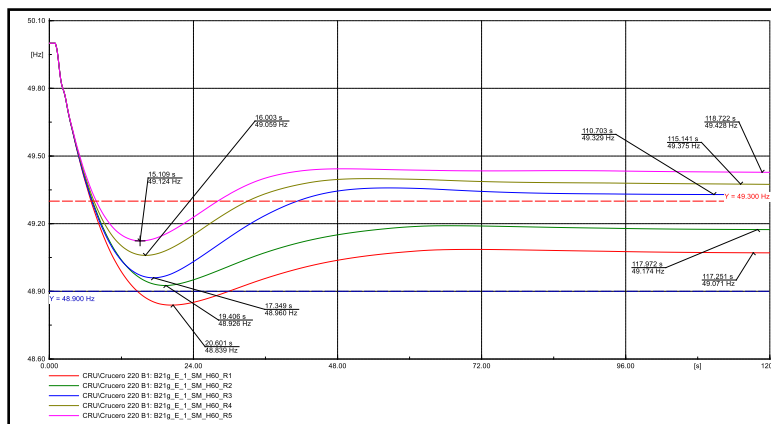


Figura 17.Desconexión de 400 [MW], caso H=60 [GVAs] para distintos montos de reservas.

Para los casos de igual reserva, se observa una pendiente inicial diferenciada por la inercia, manteniéndose el valor final de la frecuencia, la cual depende de la reserva de CPF disponible. A medida que se incremente la inercia sistémica, aumenta el valor de la frecuencia mínima y el tiempo en que ésta se alcanza, con valores en el rango de 11 a 20 segundos para inercias entre 30 y 60 [GVAs].

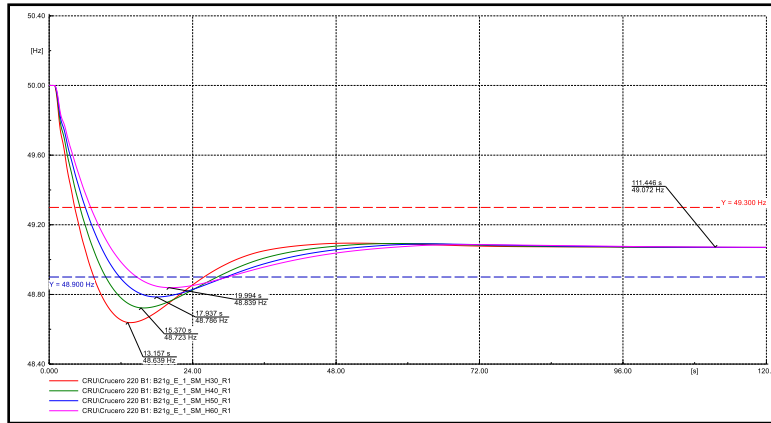


Figura 18.Desconexión de 400 [MW], caso R1, distintas inercias

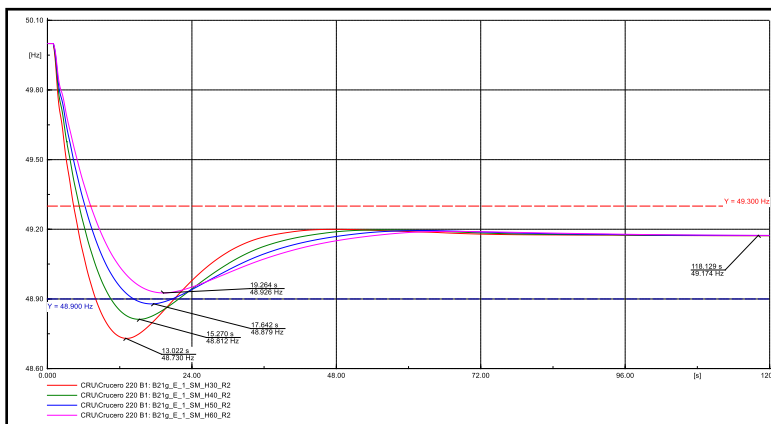


Figura 19.Desconexión de 400 [MW], caso R2, distintas inercias

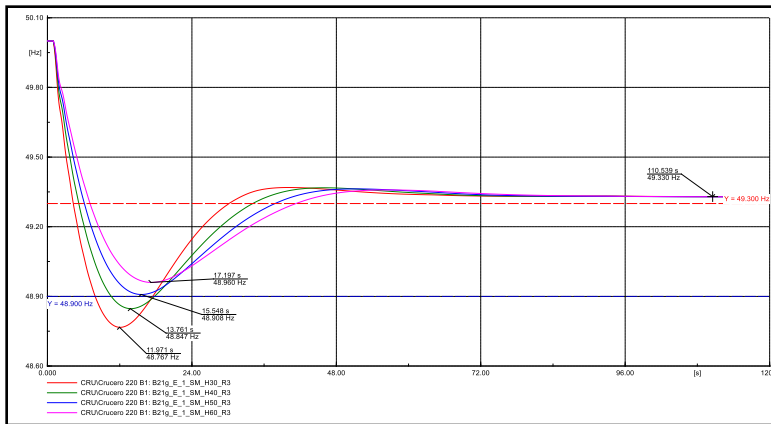


Figura 20.Desconexión de 400 [MW], caso R3, distintas inercias

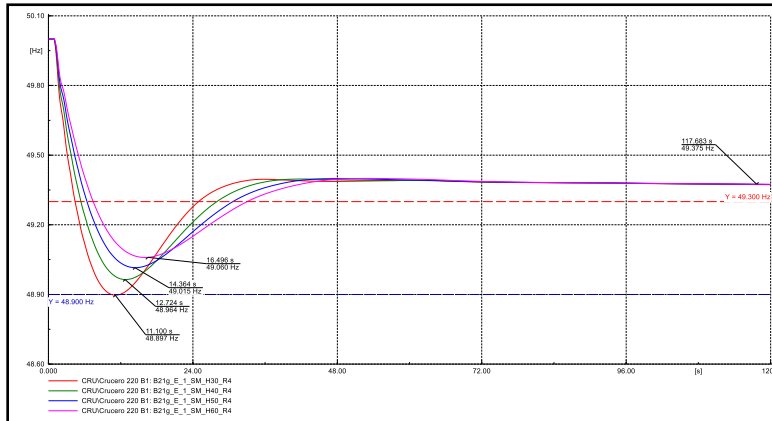


Figura 21.Desconexión de 400 [MW], caso R4, distintas inercias

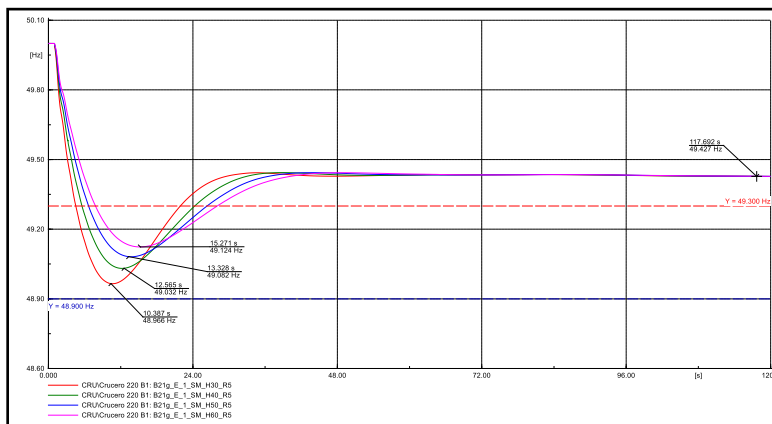


Figura 22.Desconexión de 400 [MW], caso R5, distintas inercias

En las figuras siguientes se presenta el lugar geométrico de las frecuencias mínimas obtenidas para distintos niveles de aporte a los 10 s ($P@10s$, medida como la potencia instantánea de las unidades participantes del CPF a los 10 s) para los distintos niveles de reserva e inercia sistémicas y para los eventos de falla de las unidades Santa María, San Isidro y U16.

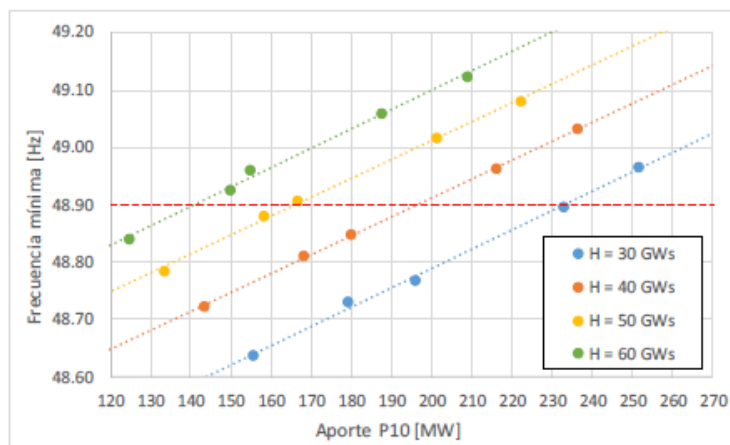


Figura 23. Frecuencia mínima obtenida en función de la reserva $P@10s$ y la inercia sistémica - falla Santa María

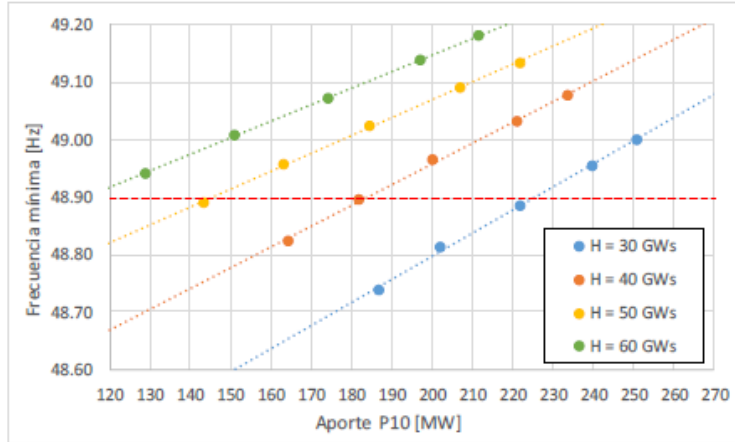


Figura 24. Frecuencia mínima obtenida en función de la reserva P@10s y la inercia sistémica - falla San Isidro

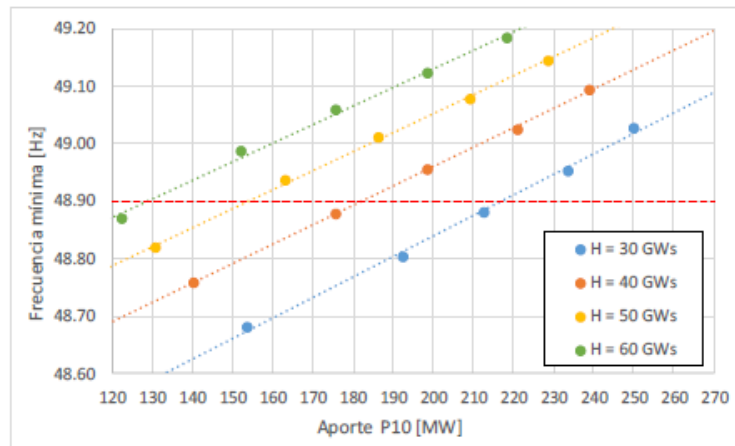


Figura 25. Frecuencia mínima obtenida en función de la reserva P@10s y la inercia sistémica - falla U16

Interpolando los valores necesarios de aporte P@10s para obtener una frecuencia mínima de 48,9 Hz en todos los casos y restando la potencia de la unidad disparada se obtiene la relación entre el aporte necesario y la inercia sistémica:

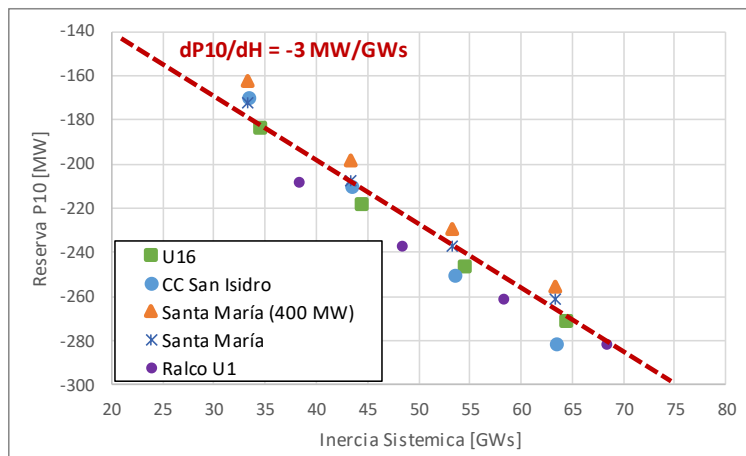


Figura 26. Disminución de aporte P10 por incremento de inercia sistémica

Se observa que para reducir el aporte P@10s en aproximadamente 30 [MW] sería necesario aumentar la inercia sistémica en 10 [GVAs], despachando de manera forzada generadores sincrónicos fuera del orden económico.

b) Sensibilidad del CRF/CPF

Se realiza un análisis de sensibilidad considerando en servicio y participando del CRF aquellas instalaciones que técnicamente puedan prestar dicho servicio. El cálculo se realiza considerando valores de reserva para CRF existente para determinar en qué medida el CRF podría contribuir a eliminar potenciales restricciones de mínima inercia y reducir la Reserva de CPF@10s.

Los casos revisados se encuentran en la Minuta CRF/CPF publicada adjunto a este Informe y en el “*Estudio de SSCC 2021-2024*”.

Los escenarios utilizados para el análisis de sensibilidad consideran lo siguiente:

- 3 niveles diferentes de reserva CPF@10s (R1, R2 y R3)
- Inercia del sistema H = 30 [GVAs]
- Demanda total del sistema ~ 7.400 [MW]
- Porcentaje de ERNC despachada ~ 31%
- 4 montos de reserva de CRF: 0 [MW], 20 [MW], 40 [MW] y 50 [MW] (B0, B1, B2 y B3, respectivamente).
- Desconexión de una central con un despacho de 400 [MW].

En las siguientes figuras se muestra la respuesta de la frecuencia para cada caso analizado.

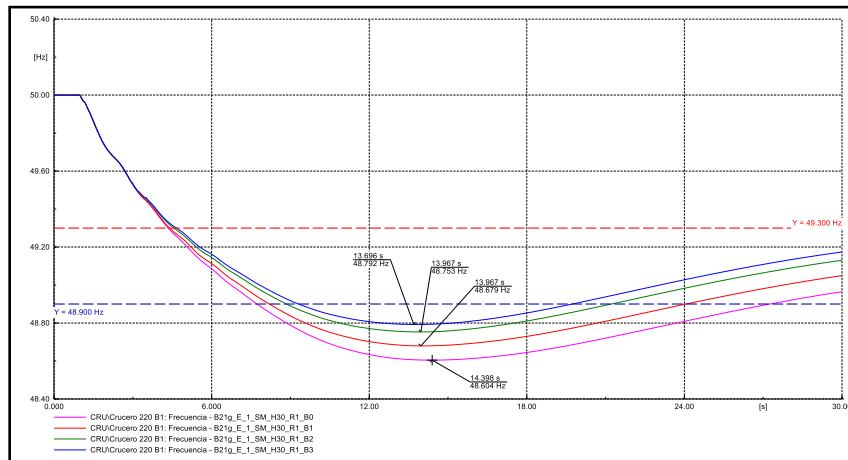


Figura 27. Impacto del CRF en la Frecuencia, considerando nivel de reserva R1.

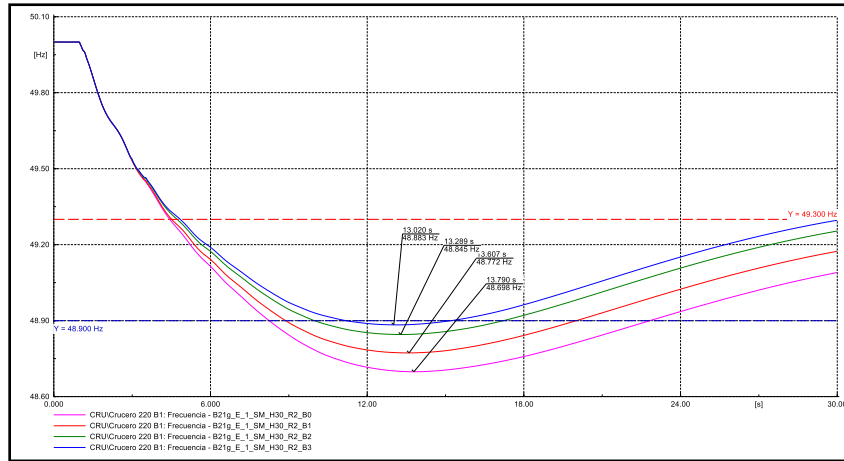


Figura 28. Impacto del CRF en la Frecuencia, considerando nivel de reserva R2.

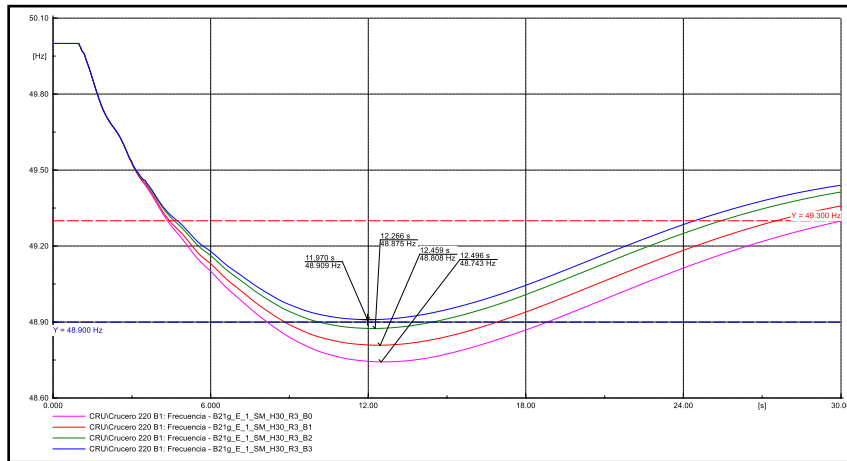


Figura 29 Impacto del CRF en la Frecuencia, considerando nivel de reserva R3.

Considerando los valores de frecuencia mínima obtenidos para cada escenario analizado, se construye la siguiente figura que resume los resultados.

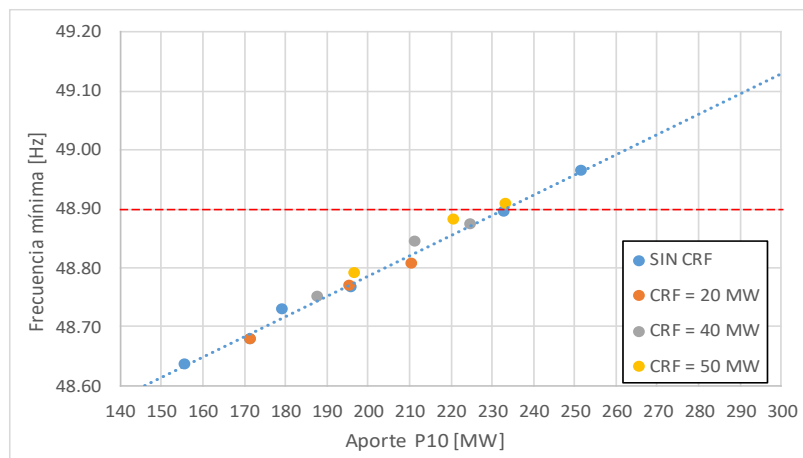


Figura 30 Impacto del CRF en la frecuencia mínima.

Los puntos correspondientes a los casos con aporte de CRF, y se observa que mantienen una tendencia lineal tal como el caso sin participación de CRF en el sistema. Lo anterior se traduce en que, independiente del monto de reserva de CRF que exista en el sistema (ya sea 0, 20, 40 o 50 [MW]), a medida que se disminuye la cantidad total de aporte de potencia activa a los 10 [s], la frecuencia disminuye linealmente para todos los casos analizados.

En estos casos se observa que, si se incorpora CRF al sistema, la reserva CPF que debe ser sustituida es equivalente a la que debe incorporar de CRF, por lo que es posible considerar que la relación de sustitución entre ambos aportes es 1:1.

Otros casos analizados se basan en los dos escenarios más desfavorables previstos, según el Estudio CFyDR 2020-Parte 1. En estos, se observa que el nivel de reemplazo de CPF inicial mediante la incorporación de CRF se reduce significativamente para escenarios menos exigentes (esto es, escenarios de mayor inercia y demanda). Esto se debe a que el tiempo de actuación o despliegue del CRF aumenta para escenarios de mayor inercia.

Los resultados obtenidos respecto a los requerimientos de CPF@10s para distintos montos de CRF se muestran en la siguiente figura:

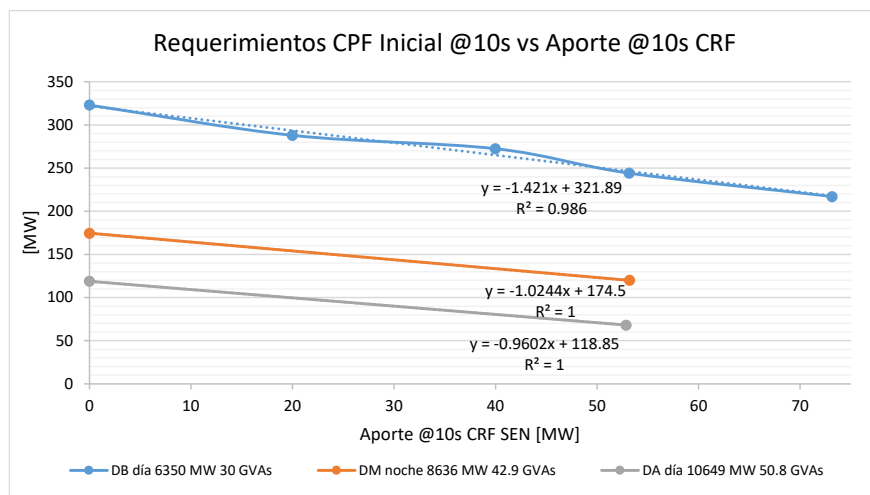


Figura 31 Aporte de CPF@10s para distintos montos de CRF

Dichas curvas consideran los siguientes niveles de penetración de ERV:

- DB → 40%
- DM → 10%
- DA → 32%

De la pendiente de la curva azul se puede inferir que el CRF es, para el escenario más exigente analizado, en torno a un 42% más efectivo. Es decir 100 [MW] de CPF pueden ser compensados con 70 [MW] de CRF, para el escenario analizado.

En la medida que la inercia y la demanda aumentan según los escenarios considerados (curvas naranja y gris) la pendiente se reduce significativamente, lo que se debe a que el tiempo de actuación del CRF aumenta. Lo anterior ocurre debido a que la inercia es inversamente proporcional a la magnitud de la tasa de caída inicial de la frecuencia ante desconexión de generación, por lo que una mayor inercia deriva en que la frecuencia de activación del CRF se alcanza en tiempos mayores.

Se observa que los requerimientos de CPF inicial se reducen a un 55% para demanda media y a un 37% para demanda alta, esto respecto del escenario más exigente de demanda baja con alta penetración ERV.

Cabe señalar que, si se compara el valor instantáneo a los 10 segundos postcontingencia respecto del valor efectivo (integral 0-10 segundos postcontingencia, dividido en 10 segundos), se puede decir que tanto el CRF como el CPF se vuelven menos efectivos en la medida que aumenta la inercia y la demanda.

En los casos donde la demanda se encuentra en torno a 10.000 [MW], se observa una relación de reemplazo no significativa de CRF respecto al CPF (relación 1:1), sin embargo, dicha relación de reemplazo dependerá también de la inercia sistémica y de la penetración de ERV.

Cabe señalar que los análisis son exclusivos para requerimientos de reservas para CPF inicial, los requerimientos de CPF permanente pueden ser montos algo superiores y se realizarán análisis complementarios para estos efectos.

Anexo 2. 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 definido²⁸.

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”²⁹. 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 rentable³⁰ 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 cuál 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 reducen los mercados relevantes, de la baja capacidad de almacenamiento de electricidad y de 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.

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

²⁸ 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/>.

²⁹ Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10

³⁰ “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.

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 (RSI20F31)

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:

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

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.

³¹ 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.

II. Otros Indicadores

a) Rentas Pivotales

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

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

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

Más aún, se debe tener en consideración que las rentas pivotales asumen la disponibilidad total del parque de generación de la competencia, omitiendo, consecuentemente, posibles interacciones estratégicas entre los agentes.

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

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

Al respecto, el cálculo se realiza mediante la comparación de costos de producción, conforme a lo siguiente:

$$\pi_i = z^* - z^{**}$$

Donde,

$$z^* = \left\{ \begin{array}{l} \min: \sum_k C_k(G_k) + C_k(R_k) \\ \sum_k G_k = D \\ \sum_{k \notin i} R_k \geq R \end{array} \right\}$$

$$z^{**} = \left\{ \begin{array}{l} \min: \sum_k C_k(G_k) + C_k(R_k) \\ \sum_k G_k = D \\ \sum_k R_k \geq R \end{array} \right\}$$

$$z^* = \left\{ \begin{array}{l} \min: \sum_k C_k(G_k) + C_k(R_k) \\ \sum_k G_k = D \\ \sum_{k \notin i} R_k \geq R \end{array} \right\}$$

$$z^{**} = \left\{ \begin{array}{l} \min: \sum_k C_k(G_k) + C_k(R_k) \\ \sum_k G_k = D \\ \sum_k R_k \geq R \end{array} \right\}$$

Es decir, las rentas pivotales se calculan como la diferencia de los costos de operación del Sistema Eléctrico Nacional al co-optimizar el mercado de energía y servicios complementarios con y sin la firma “i”, sujeto a restricciones técnicas, tales como las capacidades del sistema de transmisión, series hidráulicas, acoplamiento entre energía y reservas para control de frecuencia, entre otros. En este sentido, una firma puede restarse de una subasta de SSCC, manteniendo su capacidad de prestar energía.

Las rentas de una subasta pueden tener 2 componentes: rentas que provienen de una asignación eficiente y una componente de poder de mercado³². Considerando una estructura de costos auditados, las rentas eficientes para una firma “i” en el mercado spot de corto plazo, se pueden estimar a través de la siguiente expresión:

$$\pi_{i,\rho} = \underbrace{\lambda_R \cdot \sum_h R_h - C_h(R_h)}_{SSCC} + \underbrace{\sum_h \lambda_E \cdot G_h - C_h(G_h)}_{Energía}$$

³² Renta eficiente se entiende por la generada con motivo de las asimetrías de costos entre distintos oferentes en un equilibrio competitivo donde ningún agente tiene la habilidad para alterar el precio de mercado, es decir, todo el parque se encuentra disponible. Esto es análogo a las rentas inframarginales en el mercado de la energía creadas por las diferencias de costos marginales de las diferentes tecnologías.

Entonces, se puede calcular la componente de poder de mercado como sigue:

$$\pi_{i,PM} = \pi_i - \pi_{i,\rho}$$

A partir de lo anterior, se determina el indicador de Rentas Pivotaes de Poder de Mercado (RPPMT) a través de la siguiente expresión:

$$RPPMT = \frac{\sum_i \pi_{i,PM}}{C^*}$$

Donde, C^* es el costo total del respectivo SSCC de control de frecuencia, el cual se determina como la diferencia entre los costos de operación del sistema con y sin el requerimiento de reserva del respectivo SSCC.

Como las restricciones de operación físicas del sistema eléctrico, como por ejemplo sistemas de transmisión en detalle, sistema hídrico o variabilidad intertemporal agregan potencial de poder de mercado, el no descarte de condiciones de competencia resultado de estos tests resultan en condición necesaria, pero no suficiente, para la existencia de condiciones de competencia en la práctica.

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

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

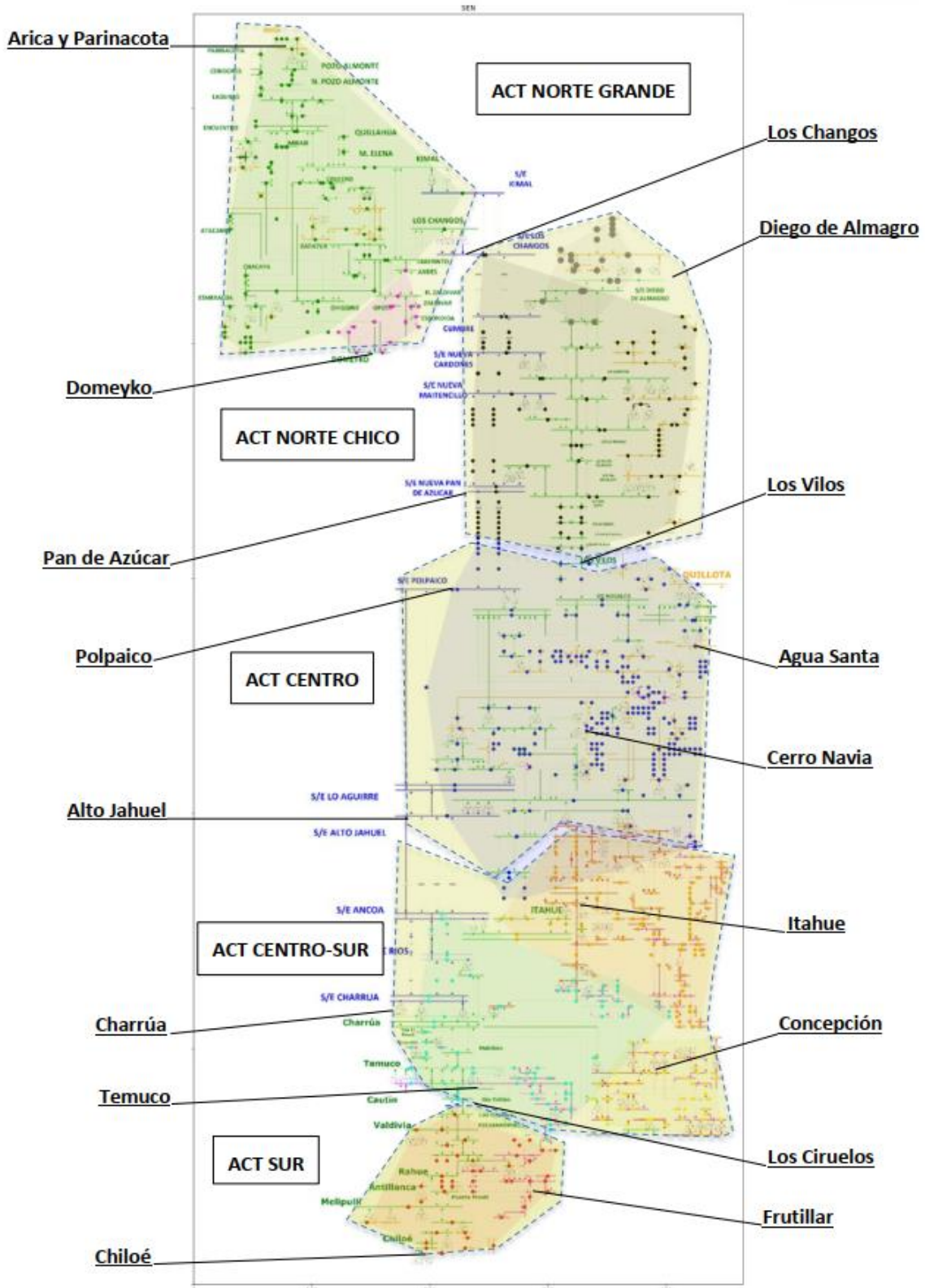
Además, se consideró un factor de planta con resolución horaria para el caso de energías renovables: solar, eólica e hídrica de pasada. Unido a los costos del agua, costos de encendido y costos de combustible proyectados a los años requeridos en base a sus valores reales para las semanas seleccionadas.

A modo de resumen, para calcular las rentas pivotaes de una empresa i dentro de un producto k , se siguieron los siguientes pasos:

- Calcular el **costo de la asignación eficiente**, correspondiente a la solución óptima del caso base.
- Retirar a la empresa i del producto k , es decir, igualar a cero su capacidad de proveer ese producto y obtener la nueva solución óptima. Esto representa el **costo de la asignación con capacidad cero** para esta empresa.
- La resta entre el costo de la asignación con capacidad cero y la asignación eficiente da como resultado la **renta pivotal** de la empresa i en el producto k .
- Adicionalmente, la **renta de eficiencia** es calculada de la forma descrita previamente en este anexo utilizando las variables obtenidas para las unidades de esta empresa i en la solución óptima de la asignación eficiente.
- Finalmente, la **renta pivotal de poder de mercado** se calcula restando la renta pivotal con la renta de eficiencia obtenidas para esta empresa i .

- Adicionalmente, es posible construir los índices RPT y RPPMT para un producto cuando el proceso anterior es realizado para varias empresas, para lo cual se deben seguir los siguientes pasos:
 - a) Calcular el **costo del producto** k para el sistema, el cual se obtiene de la resta entre el costo de la asignación sin el requerimiento y el costo de la asignación eficiente. Para obtener el costo de la asignación sin el requerimiento es necesario igualar a cero este valor y encontrar la nueva solución óptima.
 - b) Calcular el **índice RPT** como la fracción entre la suma de las rentas pivotaes de las empresas y el costo del producto.
 - c) Calcular el **índice RPPMT** como la fracción entre la suma de las rentas pivotaes de poder de mercado de las empresas y el costo del producto.

Anexo 3. Definición de Áreas de Control de Tensión



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

Ver archivo Excel *control de frecuencia.xls*

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

Ver archivo Excel *Control de Tensión.xls*

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

Ver archivo Excel *Control de Contingencias.xls*

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

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