



INFORME DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS AÑO 2023

Versión Septiembre 2023

CONTENIDO

1	RESUMEN EJECUTIVO	4
2	ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	7
2.1	Abreviaturas	7
2.2	Definiciones	8
3	INTRODUCCIÓN	12
4	DEFINICIÓN DE SERVICIOS	14
4.1	Control de Frecuencia	15
4.1.1	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	17
4.1.2	Control Primario de Frecuencia (CPF)	17
4.1.3	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	19
4.1.4	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	20
4.1.5	Cargas Interrumpibles (CI)	21
4.2	Control de Tensión	22
4.3	Control de Contingencias	23
4.3.1	Desconexión de Carga	23
4.3.2	Desconexión de Generación	25
4.3.3	Plan de Defensa Contra Contingencias	26
4.4	Plan de Recuperación de Servicio	27
4.4.1	Partida Autónoma (PA)	27
4.4.2	Aislamiento Rápido (AR)	27
4.4.3	Equipos de Vinculación (EV)	27
5	IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS	28
5.1	Control de Frecuencia	28
5.1.1	Control Primario de Frecuencia	29
5.1.2	Control Secundario de Frecuencia	31
5.1.3	Control Terciario de Frecuencia	33
5.1.4	Cargas interrumpibles	34
5.2	Control de Tensión	35
5.3	Control de Contingencias	37
5.3.1	Desconexión de Carga	37
5.3.2	Desconexión de Generación	39
5.3.3	Plan de Defensa Contra Contingencias	40
5.4	Plan de Recuperación de Servicio	40
5.5	Resumen SSCC Año 2023	41
6	ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA EN PROVISIÓN DE SSCC	42
6.1	Antecedentes Generales	42
6.2	Actual Esquema de Subastas SSCC de Control de Frecuencia	44
6.3	Consideraciones Generales Análisis Condiciones de Competencia	45
6.3.1	Consideraciones y Escenarios de Operación para Cálculo de RSI y Simulaciones	46
6.4	Control de Frecuencia	48

6.4.1	Control Primario de Frecuencia	48
6.4.2	Control Secundario de Frecuencia	52
6.4.3	Control Terciario de Frecuencia	53
6.4.4	Cargas Interrumpibles	55
6.4.5	Evolución Subastas 2021-2022	57
6.5	Control de Tensión	61
6.5.1	SC de Control de Tensión - Mantenimiento de Tensiones en Barra	61
6.5.2	SC de Control de Tensión - Provisión de Potencia de Cortocircuito	62
6.6	Control de Contingencias	64
6.6.1	Desconexión de Carga	64
6.6.2	Desconexión de Generación	65
6.6.3	Plan de Defensa Contra Contingencias	65
6.7	Plan de Recuperación de Servicio	65
6.8	Resumen Mecanismos de Materialización SSCC Año 2023	66
7	INSTALACIONES PRESTADORAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	67
7.1	Control de Frecuencia	67
7.1.1	Control Primario de Frecuencia (CPF)	67
7.1.2	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	68
7.1.3	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	68
7.1.4	Cargas Interrumpibles (CI)	70
7.2	Control de Tensión	70
7.3	Control de Contingencias	71
7.3.1	Desconexión de Carga	71
7.3.2	Desconexión de Generación	76
7.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias	79
7.4	Plan de Recuperación de Servicio	80
8	PROYECTOS Y PROPUESTAS DE SOLUCIÓN PARA LA PRESTACIÓN DE SSCC	81
8.1	Control de Frecuencia	81
8.1.1	Proyecto CRF: Baterías 52 [MW]	81
8.1.2	Proyecto de generación local para la zona de Chañaral	82
9	INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA	83
9.1	Control de Frecuencia	83
9.2	Control de Tensión	83
9.2.1	Zona Norte Grande	83
9.2.2	Zona Norte Chico	83
9.2.3	Zona Centro	83
9.2.4	Zona Centro Sur	83
9.2.5	Zona Sur	83
9.2.6	Zona Norte Grande y Norte Chico	83
9.3	Control de Contingencias	84
9.3.1	Desconexión de Carga	84
9.3.2	Desconexión de Generación	84
9.3.3	Planes de Defensa Contra Contingencias (PDCE)	87
9.4	Plan de Recuperación de Servicio	89
9.4.1	Partida Autónoma	89
9.4.2	Aislamiento Rápido	89

9.4.3	Equipamiento de Vinculación	89
10	CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS	90
10.1	Control de Frecuencia	90
10.2	Control de Tensión	90
10.3	Control de Contingencias	91
10.3.1	EDAC por Subfrecuencia	91
10.3.2	Plan de Defensa Contra Contingencias	91
10.4	Plan de Recuperación de Servicio	92
10.4.1	Aislamiento Rápido	92
10.4.2	Partida Autónoma	92
10.4.3	Equipos de Vinculación	92
11	ANEXOS	94
ANEXO A. AVANCES EN CONTROL DINÁMICO DE TENSIÓN EN CENTRALES ERV		94
ANEXO B. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA		98
ANEXO C. ESTUDIOS Y DEFINICIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA EL FORTALECIMIENTO DE LA RED DEL SEN 101		
ANEXO D. DEFINICIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA LA PROVISIÓN DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO EN EL SEN 101		
ANEXO E. EVALUACIÓN ECONÓMICA PROYECTO DE MEJORA DE FORTALEZA DE LA RED EN SISTEMA TRANSMISIÓN NACIONAL		104
ANEXO F. DEFINICIÓN DE ÁREAS DE CONTROL DE TENSIÓN		107
ANEXO G. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE FRECUENCIA		108
ANEXO H. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE TENSIÓN		108
ANEXO I. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE CONTINGENCIA		108
ANEXO J. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO		108

1 Resumen Ejecutivo

La normativa establece que el Coordinador debe elaborar anualmente el Informe de Servicios Complementarios (ISSCC). Este informe contiene los Servicios Complementarios (SSCC) requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), junto con su calendarización respectiva y los mecanismos para materializar su prestación y/o instalación.

El presente ISSCC considera un horizonte de aplicación que va desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del año 2023, dada su emisión anual. Sin perjuicio de lo anterior, el horizonte de evaluación de algunos requerimientos específicos abarca hasta el año 2025.

El informe cumple además con **indicar los requerimientos necesarios para garantizar una operación segura, de calidad y más económica para el conjunto de instalaciones del SEN, en conformidad con la normativa aplicable.**

La siguiente tabla contiene una síntesis de los SSCC descritos en el informe, categorizados de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución Exenta de la CNE¹, junto con su respectivo mecanismo de provisión.

Tabla 1.1 Servicios Complementarios requeridos para el año 2023 en el SEN

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC	Mecanismo de Provisión
Control de Frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF +)	Instrucción Directa
		Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF -)	Subasta
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+)	Subasta
		Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-)	Subasta
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+)	Subasta
		Control Terciario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CTF-)	Subasta
	Carga Interrumpible (CI)	Carga Interrumpible (CI)	Licitación
	Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)

¹ Resolución Exenta N°442 Comisión Nacional de Energía de 23 de noviembre de 2020.

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC	Mecanismo de Provisión
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)	Instrucción Directa
		Desconexión Manual de Carga (DMC)	Instrucción Directa
	Desconexión de Generación	EDAG o ERAG (EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia y EDAG o ERAG por Contingencia Específica)	Instrucción Directa
		Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)	Instrucción Directa
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)	Instrucción Directa
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)	Instrucción Directa
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)	Instrucción Directa
	Equipos de Vinculación (EV)	Equipos de Vinculación (EV)	Instrucción Directa

Por otra parte, respecto de los avances en materia de cuantificación de los recursos, los asociados a Control de Frecuencia presentan variaciones con respecto al año anterior, conforme a la aplicación de las metodologías correspondientes. Cabe destacar que el Coordinador establece los requerimientos para cada una de las categorías de este servicio mediante el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, estudio emitido en su versión preliminar en mayo de 2022 y de frecuencia semestral. La sección 4.1 del presente informe detalla la descripción de cada una de las categorías, y la sección 5.1 presenta los requerimientos respectivos:

- En relación con la prestación del Servicio Complementario de CRF, se determinó que este recurso **no es requerido durante el año 2023**, toda vez que los recursos actuales que tiene el SEN para cumplir con el objetivo del Control de Frecuencia son suficientes durante el horizonte de aplicación de este estudio, esto es el año 2023. En el ECFyDR 2022 parte 1 y 2², versiones finales, se presentan los análisis técnicos realizados por el Coordinador en este aspecto.

² Informe Control de Frecuencia, parte 1 emitido el 30 de junio de 2022 y parte 2 emitido el 28 de octubre de 2022, los cuales pueden ser descargados del sitio web en la ruta: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/2022-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>

- Se mantienen los cambios metodológicos introducidos por el Coordinador durante el año 2021, mediante los cuales se realizó una mejora en la determinación de reservas para CSF y CTF, incluyendo un análisis que permite determinar reservas de manera estacional y por tipo de día en función del perfil de demanda (día laboral y no laboral) para ambos Servicios Complementarios. En la sección 5.1.2 y 5.1.3 se presenta la distribución de reservas de CSF y CTF considerando para ello el ECFyDR 2023 parte 1, versión final.

Respecto al requerimiento para el servicio de Cargas Interrumpibles para el año 2023, a partir del Informe de Seguridad de Abastecimiento para el periodo agosto 2022 a julio 2023, publicado en agosto de 2022³ y del análisis presentado en el punto 5.1.4 de este documento, el Coordinador Eléctrico Nacional determinó que se requiere el servicio de Cargas Interrumpibles para el año 2023, en específico para los meses de junio, julio y agosto y en días hábiles durante el periodo entre las 18:00 y las 22:00 horas. El requerimiento se adjudicará a través de un mecanismo de licitación y se requerirán 50 MW para este servicio.

Las metodologías para la cuantificación de los recursos de los demás SSCC no se vieron modificadas respecto del año anterior. En el Capítulo 5 del informe se presentan los requerimientos técnicos para cada uno de ellos.

En relación con los SSCC que resultaron competitivos, para efecto de evaluar las condiciones de competencia de los servicios de CPF, CSF y CTF se analizaron indicadores de concentración de tipo estático HHI (*Hirschman-Herfindhal Index*) y RSI (*Residual Supply Index*). El ANEXO B detalla la descripción de ambos índices.

Por otra parte, el actual esquema de subastas para SSCC de CF se circunscriben a ofertas de costos de desgaste, sujetas a valores máximos y medidas de mitigación de corto plazo. De producirse costos de oportunidad y sobrecostos, éstos son remunerados ex post como parte del valor adjudicado, el cual se define en la Resolución Exenta N° 442 del 23 de noviembre de 2020 como la suma del costo de oportunidad real, costo por operación a un costo variable mayor al costo marginal real, costo de operación adicional real y valor ofertado. Los análisis de casos bases muestran que los cambios introducidos a fines de 2020 ratifican las condiciones de competencia existentes en los servicios sujetos a un mecanismo de subasta; adicionalmente, a partir del 07 de julio de 2021 se implementó una modificación a las Bases Administrativas con tal de incorporar todas las configuraciones habilitadas disponibles para la prestación de los SSCC en el proceso de co-optimización, con el fin de eliminar las potenciales variaciones provenientes de la indisponibilidad de recursos que no realizan ofertas.

En relación con la prestación de los SSCC en el futuro, en el Capítulo 8 de este informe se presentan los proyectos y propuestas de solución presentados por los Coordinados en esta materia. Específicamente se presentaron dos proyectos: Un proyecto de generación local para la zona de Chañaral de Transelec S.A. y uno para proveer CRF(+) y/o CRF(-) mediante sistemas de baterías de AES Andes S.A.

Finalmente, el Capítulo 9 presenta las Instalaciones y/o Adecuaciones requeridas para prestar SSCC y el Capítulo 10 la Calendarización de los SSCC correspondientes.

³ Enviado a CNE mediante carta DE03914-22 de fecha 18.08.2022

2 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

2.1 ABREVIATURAS

AGC	: Control Automático de Generación
AR	: Aislamiento Rápido
CI	: Cargas Interrumpibles
CC	: Centro de Control
CCSS	: Condensadores Sincrónicos
CDC	: Centro de Despacho y Control
CF	: Control de Frecuencia
CPF	: Control Primario de Frecuencia
CRF	: Control Rápido de Frecuencia
CSF	: Control Secundario de Frecuencia
CT	: Control de Tensión
CTF	: Control Terciario de Frecuencia
DMC	: Desconexión Manual de Carga
ECEA	: Equipo de Compensación de Energía Activa
ECFyDR	: Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
ECTyRPR	: Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva
EDAC	: Esquema de Desconexión Automática de Carga
EDAG	: Esquema de Desconexión Automática de Generación
ERAG	: Esquema de Reducción Automática de Generación
ESCR	: Effective Short-Circuit Ratio
EV	: Equipamiento de Vinculación
HHI:	: Hirschman-Herfindhal Index
ISSCC	: Informe de Servicios Complementarios
LGSE	: Ley General de Servicios Eléctricos
NTSSCC	: Norma Técnica de Servicios Complementarios
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PA	: Partida Autónoma
PDCC	: Plan de Defensa contra Contingencias Críticas
PDCE	: Plan de Defensa contra Contingencias Extremas
PCP	: Programación de la Operación de Corto Plazo
PRS	: Plan de Recuperación de Servicio

Resolución SSCC	: Resolución Exenta N°442 del 23 de noviembre de 2020, que aprueba modificaciones al Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
RG	: Reserva en Giro
RPPMT	: Rentas pivotaes de poder de mercado totales
RPT	: Rentas pivotaes totales
RSI	: Residual Supply Index
RTU	: Remote Terminal Unit
SC	: Servicio Complementario
SSCC	: Servicios Complementarios
SI	: Sistema Interconectado
SITR	: Sistema de Información en Tiempo Real
ST	: Sistema de Transmisión

2.2 DEFINICIONES

1. **Agregador:** Coordinado responsable de facilitar la agrupación de los Usuarios Finales que prestan los Servicios Complementarios relacionados con los incrementos o reducciones de sus demandas eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en los Artículos 73 y 74 del DS113/2017. Sin perjuicio de las tareas y responsabilidades del Agregador, los Usuarios Finales son en todo momento e individualmente responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del Servicio Complementario que prestan al sistema eléctrico.
2. **Apagón parcial:** Desmembramiento de un SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor al 10% y menor al 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.
3. **Apagón Total:** Desmembramiento incontrolado de un SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor o igual a un 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.
4. **Cliente Libre:** Usuario final no sometido a regulación de precios.
5. **Cliente Regulado:** Usuario sometido a regulación de precios de acuerdo con lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
6. **Contingencia Crítica:** Falla o desconexión intempestiva de una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Parcial.

Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.
7. **Contingencia Extrema:** Falla de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total.

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

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

- a) Las fallas o desconexiones intempestivas de transformadores de poder o secciones de barras (severidades 8 y 9);
 - b) La falla que provoca apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito (severidad 6); o
 - c) La falla de un Elemento Serie seguida de la operación errónea del Sistema de Protecciones en un extremo, debiendo operar las Protecciones de Respaldo Local o Remoto (severidad 7).
8. **Control Conjunto:** sistema de control cuya función es mantener la tensión en una barra de alta tensión en un valor definido, efectuando una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades que se encuentran operando.
9. **Controlador de Carga/Velocidad:** En el caso de una unidad generadora sincrónica es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad detectando desviaciones de la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz. Para una repartición estable de la potencia de unidades que operan en sincronismo, los controladores de carga/velocidad tienen una característica tal que la potencia aumenta cuando disminuye la frecuencia.
10. **Controlador de Frecuencia/Potencia:** En el caso de un parque eólico, fotovoltaico, o Equipo de Compensación de Energía Activa, corresponde al dispositivo que permite variar la generación de la instalación en función de la frecuencia en su Punto de Conexión al ST, detectando las desviaciones de frecuencia con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el sistema de control de la potencia generada.
11. **Controlador de Tensión:** En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de la unidad o en un nudo remoto, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la corriente del campo rotatorio.
- En el caso de un parque eólico o fotovoltaico, corresponde al dispositivo que permite el control de la tensión en el Punto de Conexión del parque al ST, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva dispuestos para esos fines.
12. **Coordinador:** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
13. **Desempeño Deficiente o Insuficiente:** Operación de una instalación o equipamiento sujeto a la coordinación del Coordinador que no cumple con las instrucciones impartidas por éste o con los requerimientos de diseño, estándares o exigencias establecidas en la NTSyCS y NTSSCC.
14. **Demanda Neta:** Corresponderá al valor de demanda descontando la generación de energías renovables con recursos primarios variables, como la eólica y la solar fotovoltaica.

- 15. Empresa Coordinada o Coordinado:** Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema eléctrico, así como los pequeños medios de generación distribuida, a que se refiere el artículo 72°-2 de la Ley.
- 16. Equipo de Compensación de Energía Activa:** Equipo capaz de inyectar potencia activa a la red en forma rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión del SI, ante variaciones de la frecuencia.
- 17. Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC):** son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores asociados a consumos, en condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad. La activación de los EDAC se produce frente a: límites o umbrales de Subfrecuencia, gradientes de disminución de frecuencia, límites de Subtensión o señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen los siguientes tipos de EDAC: EDAC por subfrecuencia, EDAC por Subtensión y EDAC por contingencia específica.
 - **Por Subfrecuencia:** en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subfrecuencia local;
 - **Por Subtensión:** en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de Subtensión local;
 - **Por contingencia específica:** en los que el procesamiento de la decisión de desenganche se realiza en una ubicación remota, sobre la base de la detección de un cambio de estado o de variables eléctricas anormales, que pueden afectar la seguridad y calidad de servicio de un área del SI.
- 18. Esquema de Desconexión/Reducción Automática de Generación (EDAG/ERAG):** son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores u órdenes a controladores para reducir la generación de unidades o inyección de sistemas de almacenamiento. La activación de los EDAG se produce frente a: límites o umbrales de sobrefrecuencia, y señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen EDAG o ERAG por sobrefrecuencia y por contingencia específica.
- 19. Informe de Servicios Complementarios:** Informe anual del Coordinador a que hace referencia el inciso tercero del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- 20. Nueva Infraestructura:** Instalaciones del sistema eléctrico destinadas a la prestación de Servicios Complementarios que se interconectan al mismo y materializadas a través de licitaciones de dichos servicios o mediante la instrucción de instalación directa por parte del Coordinador.
- 21. Potencia Máxima de Despacho:** Máximo valor de potencia activa que puede sostener una unidad generadora de forma permanente, sin comprometer su participación en el CPF.
- 22. Potencia Mínima de Despacho:** Mínimo valor de potencia activa que puede sostener una unidad generadora de forma permanente, sin comprometer su participación en el CPF.
- 23. Recursos(s) Técnicos(s):** Atributo(s) de las instalaciones del sistema eléctrico que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica del sistema. En particular son recursos técnicos la capacidad de inyección de potencia activa y/o capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva de unidades generadoras o equipos, y la potencia conectada de los Usuarios Finales o de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, entre otros.

24. **Recurso Técnico Comprometido:** Recurso Técnico adjudicado o instruido.
25. **SEN – Sistema Eléctrico Nacional:** Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 [MW].
26. **SEN – Norte Grande:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al norte de S/E Los Changos, incluyendo ésta.
27. **SEN – Centro Sur:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al sur de S/E Los Changos.
28. **Sistema Interconectado:** conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico incluyendo: las centrales eléctricas, líneas de transmisión a nivel nacional, zonal y dedicado; enlaces HVDC, equipos de compensación de energía activa, subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de clientes libres abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión o a través de alimentadores de uso exclusivo que operan interconectadas entre sí, con el objeto de generar, transportar y distribuir energía eléctrica en dicho sistema eléctrico.
29. **Tiempo máximo de establecimiento:** Tiempo que demora la señal de potencia entregada por la unidad generadora en ingresar en una banda del $\pm 10\%$ del valor final del escalón aplicado en la consigna de velocidad o de carga del Controlador de Carga/Velocidad.
30. **Tiempo de Inicio de Activación:** Periodo en que se inicia la prestación del Recurso Técnico Comprometido, contando desde que es requerido el respectivo Servicio Complementario. Se entenderá que el respectivo Servicio Complementario es requerido cuando se produzca una condición operativa en el Sistema Eléctrico Nacional, que active automatismos locales; a través del envío de la consigna tratándose de servicios automáticos centralizados; o desde la instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador tratándose de Servicios Complementarios cuyo modo de activación no es mediante automatismos, según corresponda.
31. **Tiempo Total de Activación:** Periodo en que se entrega la totalidad del Recurso Técnico Comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación.
32. **Tiempo de Entrega:** Periodo en que las instalaciones deberán ser capaces de mantener el total del Recurso Técnico Comprometido de conformidad a lo dispuesto en el presente Informe, contando desde el momento en que transcurrió Tiempo Total de Activación.
33. **Usuario o Consumidor Final:** Usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo. Corresponde a un Cliente Libre o a un Cliente Regulado.

3 INTRODUCCIÓN

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

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

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

- a) **Apartado Definición de Servicios:** en éste se presentan los diferentes Servicios Complementarios (SSCC) definidos por la CNE, mediante lo dispuesto en la Resolución de SSCC y complementados con los requerimientos técnicos establecidos por el Coordinador para su prestación. Cada SC definido se fundamenta en términos de la funcionalidad que aporta a la implementación de los aspectos establecidos en la NTSyCS, así como al cumplimiento de los estándares definidos en ella.
- b) **Apartado de Identificación y Cuantificación de Servicios:** en base a los estudios desarrollados por el Coordinador, en este apartado se indican los SSCC seleccionados de la Resolución de SSCC y los requerimientos sistémicos que son necesarios para la operación del SEN.
- c) **Apartado de Análisis de Condiciones de Competencia en la Provisión de SSCC:** con sustento en los análisis conducentes a establecer si existen condiciones de competencia en cada uno de los mercados relevantes asociados a los SSCC correspondientes, el Coordinador definirá los SSCC que se materializarán a través de subastas o licitaciones y cuáles lo harán por medio de una instrucción directa.
- d) **Apartado Instalaciones que prestan Servicios Complementarios:** en donde se especifican los equipos e instalaciones que prestarán SSCC durante la vigencia del ISSCC, de acuerdo con lo establecido en el artículo segundo transitorio del Reglamento. Se deberá indicar claramente el tipo de instalación, su propietario u operador y la forma en que participa de los SSCC, en concordancia con lo definido en el literal a). En este apartado, además se abordará, el análisis de los proyectos de SSCC presentados al Coordinador, en el contexto de lo establecido en el Artículo 20 del Reglamento y el Artículo 2-5 de la NTSSCC.
- e) **Apartado de Instalación y/o Adecuación de Infraestructura:** en los casos que de los estudios realizados por el Coordinador se detecte que los recursos técnicos son insuficientes para la prestación de alguno de los SSCC, se licitará o instruirá, dependiendo del mecanismo de provisión del respectivo SC, la instalación de nueva infraestructura, indicando su vida útil y mantenimiento anual eficiente. Por otra parte, el Coordinador también podrá solicitar la adecuación de la infraestructura existente con el fin de que pueda participar en la prestación de algún SC.

- f) **Apartado de Calendarización de los Servicios:** en esta sección se indicará la fecha en la cual un SC, que no haya sido requerido desde el inicio del periodo de vigencia del presente informe, comenzará su prestación. Asimismo, se indicarán las fechas en las cuales se espera licitar o instruir la adecuación del equipamiento existente o la instalación de nueva infraestructura para la prestación de alguno de los SSCC.

Dado lo expresado en los puntos previos, con el fin de poder cuantificar los requerimientos a nivel del SEN para cada servicio complementario, así como las características técnicas que deberán poseer las instalaciones que presten dichos servicios, el Coordinador ha utilizado, entre otros, los resultados de los Estudios de la NTSSCC “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas” (ECFyDR) parte 1 y 2⁴, “Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva” (ECTyRPR)⁵ y “Estudio Plan de Recuperación de Servicio⁶”.

Cabe destacar que, según lo indicado en el Artículo Segundo Transitorio del Reglamento de SSCC, el Coordinador cuenta con un plazo de 3 años para verificar las capacidades para prestar SSCC de las instalaciones del sistema. Este plazo regirá a contar de la publicación del primer cronograma del Proceso de Verificación definitivo al que se refieren los Artículo 6-5 a Artículo 6-7 de la NTSSCC, publicado el 18 de febrero de 2021⁷, según la Resolución Exenta CNE N°145 de 2020. No obstante, los Coordinados podrán adelantar el proceso si lo consideran necesario, en cuyo caso, deberán emitir una solicitud de verificación acorde a lo establecido en el Artículo 3 del Anexo Técnico de Verificación de Instalaciones para la prestación de SSCC.

Durante el mencionado periodo, aquellas instalaciones que, desde a la fecha de publicación del cronograma de verificación, no contaban con la verificación del Coordinador y hayan sido indicadas como “verificadas transitoriamente” en el Informe SSCC de dicho momento (esto es 2021), se consideran habilitadas para participar en la prestación de Servicios Complementarios, con los recursos técnicos disponibles informados fundadamente al Coordinador, según la norma técnica vigente. Las unidades que hayan sido declaradas en construcción de manera posterior a la emisión del cronograma del Proceso de Verificación definitivo y que sean requeridas para prestar algún SC, deberán verificarse como parte del proceso de entrada en operación.

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

⁴ ECFyDR Parte 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/2023-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>

⁵ Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/>.

⁶ Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-recuperacion-de-servicio/2022-plan-de-recuperacion-de-servicio/>

⁷ El cronograma fue actualizado por el Coordinador el 19 de marzo de 2021, comunicado mediante carta DE01292-21 y publicado en el sitio web del Coordinador en la siguiente ruta <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/proceso-de-verificacion-de-instalaciones/cronograma-de-verificacion/cronograma-definitivo-version-2021-03-19/>

4 DEFINICIÓN DE SERVICIOS

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

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

La Tabla 4.1 presenta el resumen de los SSCC indicados en la resolución correspondiente.

Tabla 4.1 Categorías y subcategorías de SSCC

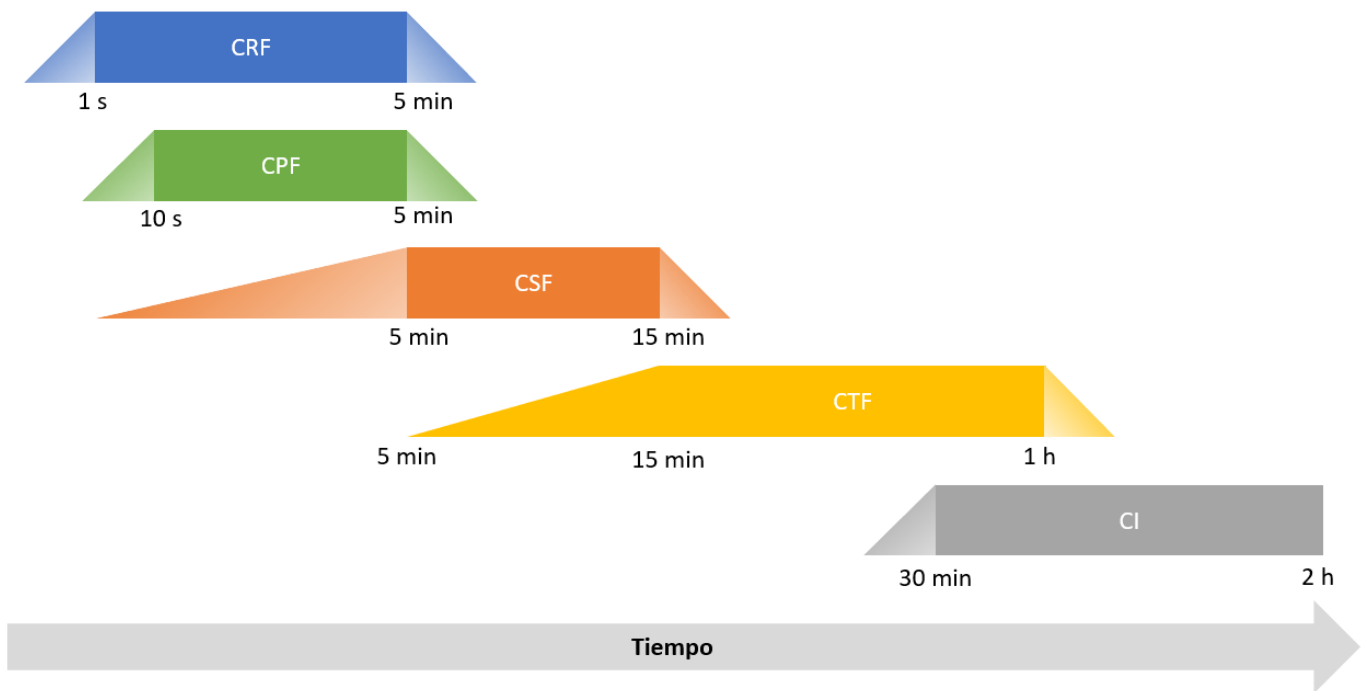
SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF +)
		Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CRF -)
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia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

4.1 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 4-1 se presenta esquemáticamente la relación que existe entre las distintas categorías del SC Control de Frecuencia.

Figura 4-1: Esquema cadena de reservas de Control de Frecuencia.



En la Figura 4-2 se representa referencialmente los tiempos asociados a las cinco acciones básicas para controlar frecuencia, los que son utilizados para la definición de cada subcategoría de aquel SC. En la **Tabla 4.2**, se presentan las características de los SSCC de CF.

Figura 4-2: Representación referencial tiempos servicios de CF

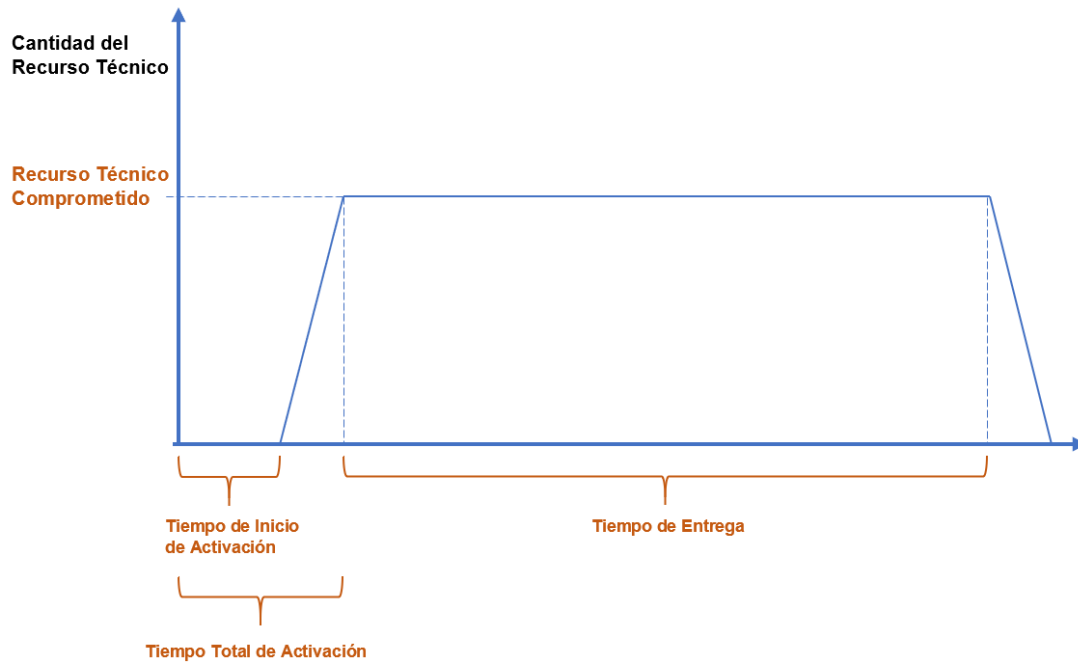


Tabla 4.2 Características de los SSCC de CF

Característica Técnica	Modo de Activación	Tiempo de Inicio de Activación	Tiempo Total de Activación	Mínimo Tiempo de Entrega	Máximo Tiempo de Entrega
CRF	Automático Local	-	1[s]	5[min]	
CPF	Automático Local	-	10[s]	5[min]	
CSF	Automático Centralizado	-	5[min]	15[min]	
CTF	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	5[min]	15[min] ⁸	-	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.

⁸ Tiempo Total de Activación requerido por el Coordinador de acuerdo con el numeral 2 del título 3.1.4 del presente Informe.

4.1.1 CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)

1) Definición:

Corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF+) y de Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CRF-).

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

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

Al respecto, y tal como se indica en el punto 5.1 del presente informe, los análisis muestran que **no hay una necesidad en el SEN a nivel técnico de la implementación de este SC**, toda vez que los recursos actuales para cumplir con el objetivo del Control de Frecuencia son suficientes para el año 2023.

4.1.2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

1) Definición:

Corresponde a acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+) y de Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-).

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

La prestación de esta categoría de servicios se realizará a través de bandas de regulación asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

I. Estado Normal de Operación

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

Considerando lo anterior, y dadas las exigencias de la NTSyCS vigente, en especial lo dispuesto en el Artículo 3-17, para la prestación de este servicio se considerará la participación de unidades de tipo sincrónica en el caso de CPF+ y CPF-. En el caso de las unidades del tipo ERV serán consideradas en la medida que cumplan con los requerimientos indicados por el Coordinador.⁹

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

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

II. Operación ante Contingencias

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

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

- a) Unidades sincrónicas que cumplan con el estándar definido en el numeral I.
- b) Unidades sincrónicas que reemplacen su aporte al CPF con equipos de compensación de energía activa. En este caso los equipos de compensación de energía activa deberán cumplir con los siguientes requisitos:
 - Umbral de activación: ± 0.3 [Hz]
 - Umbral de desactivación: entre 0 y ± 0.2 [Hz]. La asignación de estos umbrales será definida por el Coordinador para cada equipo.

⁹ Según se indica en el artículo 3-17 de la NTSyCS, la banda muerta de parques eólicos y fotovoltaicos es de 200 [mHz], por lo que, en caso de verificarse para este SC, deberán realizar las modificaciones a dicho ajuste, según lo que el Coordinador especifique.

- Criterio para carga del equipo: La carga del equipo deberá activarse a una frecuencia mínima de 50.025 [Hz] y deberá realizarse a una tasa que será definida por el Coordinador.
- c) Parques eólicos y fotovoltaicos que cumplan con los siguientes requisitos:
- El retardo inicial del sistema de frecuencia/potencia deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la subfrecuencia o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción.
 - En caso de sobrefrecuencia, la acción del controlador de frecuencia/potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55% de la potencia activa disponible por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50.2 [Hz] hasta 51.5 [Hz].
 - Banda muerta de ± 200 [mHz].
 - Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación del parque con carga. El rango de ajuste será entre 2% a 8%.
 - El funcionamiento del controlador de frecuencia/potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.

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

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

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

- a) **Control primario ante contingencia - 10 s (CPF@10s):** Reserva necesaria para compensar la caída inicial de la frecuencia, teniendo por objetivo evitar la excursión de la frecuencia a niveles que podrían activar la operación de los EDAC por Subfrecuencia ante la ocurrencia de una contingencia simple. Esta reserva debe ser entregada durante los primeros 10 [s] después de ocurrida la contingencia.
- b) **Control primario ante contingencia - 5 min (CPF@5min):** Reserva requerida durante el tiempo de acción del CPF, esto es 5 minutos, teniendo por objetivo restablecer el valor permanente de la frecuencia por sobre 49.3 [Hz]. Esto para eventos de subfrecuencia o sobrefrecuencia.

4.1.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

1) Definición:

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

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

- Cumplir con las especificaciones de diseño del AGC, contenidas en el "Informe de Diseño, Requerimientos Técnicos e Implementación del AGC del SEN"¹⁰.
- Instalar los equipos de control, supervisión y sistemas de comunicaciones, que permitan contar con una plataforma totalmente independiente y redundante de manera de garantizar calidad en el servicio de información para monitoreo y control del AGC, cumpliendo con una disponibilidad mínima del enlace de comunicaciones del coordinado del 99.95%, como dispone la Norma IEC 60870-4.
- Para garantizar un adecuado desempeño de la respuesta de las unidades a los comandos del AGC, es necesario definir un límite al tiempo de retardo máximo a partir del cual las unidades inician su cambio de generación visto en el módulo AGC. Este tiempo de retardo máximo no deberá superar los 20 segundos.
- Disponer de las señales requeridas para integrar las unidades generadoras al AGC, según se especifica en el Anexo Técnico de "Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de Datos al SITR del CDC".

4.1.4 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

1) Definición:

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

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

El Tiempo de Inicio de Activación del CTF será de 5 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, su Tiempo Total de Activación es de 15 [min] y su Máximo Tiempo de Entrega será de 1 [hr].

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

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

- a) Integrar al SCADA del Coordinador las señales de Potencia Activa, Potencia Reactiva, Tensión y Frecuencia en la barra de retiro.

¹⁰ Este documento puede ser descargado del sitio web del Coordinador en el siguiente enlace <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/control-automatico-de-generacion-agc/>

- b) Disponer de un Centro de Control validado por el Coordinador, que permita cumplir las instrucciones dadas por el Coordinador en los tiempos que el SC requiere.
- c) En el caso que uno o más usuarios finales participen de la prestación del SC a través de un Agregador, este último deberá cumplir con los requisitos anteriores, de modo de realizar las labores de comunicación, entrega de información y coordinación de las acciones necesarias para la correcta prestación del SC correspondiente.

4.1.5 CARGAS INTERRUMPIBLES (CI)

1) Definición:

Se entenderá por Cargas Interrumpibles a la reducción de demanda neta de uno o un grupo de Usuarios Finales, 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].

El número total máximo de activaciones a considerar en todo el periodo comprendido entre junio y agosto del año 2023 es de 15 para cada prestador y sólo se puede solicitar una activación por día para cada uno de ellos.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

Dentro de los requerimientos particulares asociadas a la prestación del SC de Cargas Interrumpibles se debe considerar que el prestador del servicio debe enviar el registro de potencia activa que dé cuenta de la disponibilidad de disminución de los montos comprometidos. Estos registros deben provenir de medidores de clase de facturación, cuyas características están definidas en el Anexo Técnico de “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.

El registro debe enviarse de forma mensual el segundo día hábil del mes siguiente al informado. El formato de entrega de los registros es el contenido en el Anexo K.

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

Adicionalmente, el reporte de potencias debe ser enviado de forma agregada en el formato del Anexo K, es decir, debe ser enviado sumando los vectores de medidas de cada uno de los usuarios finales que integran la carga interrumpible del agregador para ser evaluado como una única prestación.

La determinación del requerimiento de la Carga Interrumpible se verificó incorporando el pronóstico de deshielo para la temporada 2022/2023 conforme a los lineamientos metodológicos contenidos en la NTSSCC.

4.2 CONTROL DE TENSIÓN

1) Definición:

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

a) Unidades generadoras sincrónicas:

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

b) Parques eólicos y fotovoltaicos:

- **Control estático:** Esta prestación corresponde a la entrega de una cantidad fija de potencia reactiva, de acuerdo con una consigna previamente establecida por el CDC, y dentro de las capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación. En los casos que esta acción sea requerida en ausencia del recurso primario, el costo asociado al consumo de energía incurrido será compensado en el proceso de remuneraciones de los SSCC.
- **Control dinámico:** Esta prestación corresponde a la actuación del regulador de tensión de un parque eólico o solar sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva, para contribuir a mantener la tensión de operación en los niveles admisibles establecidos en la NTSyCS, tanto en régimen permanente como ante contingencias, de acuerdo con la consigna de tensión previamente establecida por el Coordinador y conforme a lo establecido en los artículos 3-8 y 3-9 de la NTSyCS vigente. Preliminarmente se ha determinado que este tipo de control se diferenciará en uno de tipo *rápido* y otro *lento*, diferenciándose en cuanto a su tiempo de respuesta, que en el primer caso no podrá ser superior a 1[s], mientras que para el lento no podrá exceder los 20 [s]. Será el Coordinador por medio del presente Informe quien 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 de potencia reactiva, ya sea 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:**
 - Corresponde a la disponibilidad y/o utilización de compensadores sincrónicos y compensadores 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.

- Corresponde a la disponibilidad y/o utilización de tecnología del tipo condensadores sincrónicos (CCSS) u otra que cumpla con los requerimientos técnicos para la provisión de potencia de cortocircuito trifásico que contribuya a la estabilidad de forma de onda de tensión¹¹.

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 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.

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.

4.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

4.3.1 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.

¹¹ Esta característica se conoce en la literatura como fortaleza de la red y corresponde a la habilidad de un sistema eléctrico de potencia de mantener y controlar la forma de onda de la tensión, durante el estado estacionario y ante una contingencia. Por ello es una característica o atributo esencial para el sistema eléctrico, necesario para mantener la seguridad y estabilidad de este. Este atributo ha sido aportado históricamente de manera natural, al igual que la inercia, por las unidades sincrónicas.

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 sistémica¹² 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.

4.3.1.1 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.

4.3.1.2 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.

¹² Si bien la naturaleza se considera sistémica, de acuerdo a los resultados de los estudios sistémicos, se podrían definir áreas asociadas a su actuación.

4.3.1.3 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.

4.3.1.4 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.

4.3.2 DESCONECCIÓN DE GENERACIÓN

1) Definición:

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

Los Esquemas de Desconexión o Reducción Automática de Generación (EDAG o ERAG) son esquemas de control que operan automáticamente, emitiendo orden de desenganche sobre interruptores u órdenes a controladores para reducir la generación de unidades o inyección de sistemas de almacenamiento. La activación de los EDAG se produce frente a: límites o umbrales de sobrefrecuencia, y señales de

desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen dos subcategorías para esta categoría de SC:

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

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

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

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

4.3.3 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.

4.3.3.1 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.

4.3.3.2 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.

4.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

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

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

4.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA (PA)

1) Definición:

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

4.4.2 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.

4.4.3 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.

5 IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS

5.1 CONTROL DE FRECUENCIA

De acuerdo con lo determinado en los análisis realizados por el Coordinador a través del Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ECFyDR) 2022 parte 1 y 2 y el análisis realizado para la Carga Interrumpible en el ISSCC2023, las categorías de SSCC asociadas al control de frecuencia que son requeridas para la operación del sistema el año 2023 corresponden a:

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

De los análisis elaborados por el Coordinador y de estudios complementarios realizados de manera previa a la fecha, no se verifica una necesidad técnica a nivel de sistema de implementar el SC de CRF para el año 2023, considerando los niveles de inercia y demanda previstos en el horizonte de estudio. En efecto, los elementos técnicos que fundamentan esta conclusión y que se resumen en el ECFyDR del 2022 parte 1 y 2, son los siguientes:

- i. En escenarios de baja inercia y generación bruta total, que acorde a los despachos analizados para el año 2023 se encuentran en torno a 33 [GVAs] y 7800 [MW] respectivamente, se indica que es posible cumplir con los estándares establecidos en la NTSSCC y NTSyCS solamente mediante CPF provisto por las unidades verificadas para la prestación del servicio, en particular evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de baja frecuencia. Además, el tiempo en el que se alcanza la frecuencia mínima, ante una contingencia simple de la unidad generadora más grande del sistema (Severidad 5), sería del orden de 9.4 segundos. Estos tiempos son superiores al tiempo de activación exigido para el CRF (1 segundo) y caen en la vecindad de la exigencia para la activación completa del CPF (10 segundos).
- ii. En un análisis para condiciones más exigentes a las previstas, correspondientes a escenarios con despachos modificados reemplazando unidades térmicas mediante generación convencional y ERV, se alcanza un nivel de inercia sistémica de 23.2 [GVAs], 45% de generación ERV y demanda de 7013 [MW], sin requerir la incorporación de CRF para evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC. Aun cuando en este caso se observa que la frecuencia mínima se alcanza en un tiempo cercano a los 5 segundos, el CPF provisto por unidades convencionales logra evitar que la frecuencia post contingencia descienda bajo los 48.9 [Hz].
- iii. En el análisis adicional desarrollado en el estudio parte 2, al no considerar San Isidro II como contingencia más exigente, considera por lo tanto como la contingencia más exigente la severidad 5 de IEM con 350 [MW] (2 [GVA]) y, tomando en cuenta la participación de ERV y equipos BESS en el CPF reemplazando a unidades convencionales consideradas en la condición anterior, se alcanza a reducir la inercia hasta 18.4 [GVAs] sin requerir recursos adicionales y sin detectar problemas de estabilidad de frecuencia. Cabe destacar que, si bien se consideran centrales ERV en CPF, para que participen deben verificarse según lo establecido en la NTSSCC.

Respecto al SC de Cargas Interrumpibles, se requerirá del servicio para garantizar la cobertura de la demanda en horario entre las 18:00 y las 22:00 horas, entre los meses de junio y agosto de 2023 por un valor de 50 [MW].

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

5.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Para el control primario de frecuencia se distinguen dos componentes: las variaciones aleatorias de la demanda y de la generación ERV, y otra asociada a soportar contingencias de Severidad 5, que a su vez se separa en dos componentes, una que debe actuar de manera pronta (CPF@10s) y otra que permite restablecer la frecuencia a un valor de régimen permanente (CPF@5min) y contingencias asociadas a desconexión de cargas.

En el caso de la reserva para variaciones aleatorias y/o naturales del sistema, se determina una reserva CPF para Estado Normal de operación que permite mantener con una significancia del 95% la frecuencia dentro de la banda ± 0.2 [Hz]. La metodología asociada a su determinación corresponde al cálculo de las desviaciones del valor medio de 10 [s] versus el valor de la media de 5 [min] en una ventana móvil. La reserva para CPF en Estado Normal está dada por lo indicado en la Tabla 5.1:

Tabla 5.1 Reserva para CPF en estado normal

CPF estado normal [MW]
±46

Por otra parte, el CPF ante contingencias se encuentra asociado a soportar contingencias de desconexión de generación en el sistema, para el caso CPF+, sin activar el EDAC por Subfrecuencia cuando se presentan contingencias simples de Severidad 5. Dado lo anterior, la reserva para CPF+ se estima en función de que la contingencia de la unidad más grande del SEN no provoque una excursión de frecuencia que disminuya más allá de los 48.9 [Hz] y que post-contingencia la frecuencia de restablecimiento sea superior a 49.3 [Hz]. Análogamente, la reserva para CPF- se estima considerando la desconexión de la carga más grande del SEN.

Considerando la dependencia de la Reserva de CPF ante Contingencias con la demanda (se considera la generación bruta total del SEN) y la inercia del sistema previo a la ocurrencia de una contingencia, **para CPF+** el requerimiento se ha definido en función de dichas variables, tal como se indica en la Tabla 5.2 a Tabla 5.6:

Tabla 5.2 Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN y la Inercia. **Potencia desconectada 400 [MW]**

Gx Bruta Total SEN [MW]	Inercia Sistémica [GVAs]						
	30	35	40	45	50	55	60
7000	321	293	268	245	224	204	187
7500	309	280	254	231	210	190	173
8000	297	268	242	218	197	177	160
8500	286	256	230	206	184	165	148
9000	275	245	218	194	173	154	137
9500	265	234	207	183	162	143	127
10000	254	224	197	173	152	134	117
10500	245	214	187	163	142	124	109
11000	236	204	177	154	134	116	101

Tabla 5.3 Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN y la Inercia. **Potencia desconectada 350 [MW]**

Gx Bruta Total SEN [MW]	Inercia Sistémica [GVAs]						
	30	35	40	45	50	55	60
7000	251	223	203	185	169	154	137
7500	239	210	189	171	155	140	123
8000	227	198	177	158	142	127	110
8500	216	186	165	146	129	115	98
9000	205	175	153	134	118	104	87
9500	195	164	142	123	107	93	77
10000	184	154	132	113	97	84	67
10500	175	144	122	103	87	74	59
11000	166	134	112	94	79	66	51

Tabla 5.4 Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN y la Inercia. **Potencia desconectada 300 [MW]**

Gx Bruta Total SEN [MW]	Inercia Sistémica [GVAs]						
	30	35	40	45	50	55	60
7000	181	153	138	125	114	104	87
7500	169	140	124	111	100	90	73
8000	157	128	112	98	87	77	60
8500	146	116	100	86	74	65	48
9000	135	105	88	74	63	54	37
9500	125	94	77	63	52	43	27
10000	114	84	67	53	42	34	17
10500	105	74	57	43	32	24	9
11000	96	64	47	34	24	16	1

A continuación, se muestran los requerimientos de **CPF+** permanente, que solamente tienen una dependencia significativa respecto el nivel de generación total del SEN, para contingencias de generación de distintos montos en [MW].

Tabla 5.5 Reservas requeridas CPF+ para CPF@5min [MW] en función de la generación bruta total del SEN y monto de potencia desconectada

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF+ CPF@5min [MW]		
	P Desc. 400 [MW]	P Desc. 350 [MW]	P Desc. 300 [MW]
7000	306	237	188
7500	298	231	183
8000	290	225	177
8500	282	220	172
9000	274	214	166
9500	266	209	161
10000	258	203	155
10500	250	198	150
11000	242	192	144

En el caso de **CPF-**, en el ECFyDR se realiza la simulación de la contingencia más grande asociada a la desconexión intempestiva de carga, para distintos niveles de generación bruta en el SEN, resultando en la reserva requerida en estado permanente para este SC, presentado en la Tabla 5.6 para distintos niveles de demanda en el SEN. Considerar que, dada la contingencia analizada en el ECFyDR parte 1, correspondiente a la desconexión de 200 MW de carga, la respuesta de los generadores es de reducción de aporte de potencia activa, resultando en las reservas indicadas.

Tabla 5.6 Reservas requeridas CPF- para CPF@5min [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN

Demanda [MW]	Aporte CPF (-) CPF@5min [MW]
7000	-80
7500	-75
8000	-70
8500	-65
9000	-60
9500	-55
10000	-51
10500	-46
11000	-41

Cabe destacar que los BESS¹³ actualmente disponibles en el sistema, podrán ser utilizados como reemplazo al aporte que realizan las unidades generadoras al CPF ante contingencias.

Sin perjuicio de lo anterior, la representación de los requerimientos de CPF+ de la Tabla 5.2 a Tabla 5.5 en los procesos de programación de la operación, se realizará utilizando relaciones simplificadas entre las variables (CPF@10s, CPF@5min, Generación Bruta Total del SEN, Inercia), que permitan cumplir con los niveles de reserva mínimos exigidos en cada momento, de modo de no comprometer los tiempos de ejecución y plazos de entrega del proceso de programación. De manera análoga se realizará con los requerimientos de CPF- indicados en la Tabla 5.6.

5.1.2 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 intra horarias 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 intra horarias que experimenta la demanda neta del sistema eléctrico. Considerando además que el CSF está supeditado al AGC y según lo establece el Artículo 3-27 de la NTSSCC, las reservas para CSF no deben ser inferiores al requerimiento obtenido como el producto entre la máxima excursión de frecuencia admisible (considerado para estos efectos la banda establecida para la condición normal de operación 50 ± 0.2 [Hz]) y el BIAS del sistema. Este último ha sido calculado en función de los registros que posee el Coordinador de las excursiones de frecuencia que se han presentado en el sistema.

¹³ Battery Energy Storage System

Adicionalmente, y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3-29 de la NTSSCC, se especifica la determinación del requerimiento de tasas o rampas que se asocien a las variaciones de la demanda neta, por lo cual se debe disponer de reserva para CSF que permita afrontar estas variaciones.

En consecuencia, la reserva requerida para el CSF será el mayor valor entre los montos requeridos para atender las variaciones intra horarias, la reserva mínima asociada a la operación del AGC y las reservas para cubrir las rampas de 5 minutos (tiempo asociado al SC de control secundario de frecuencia).

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

Donde:

R_{VI} : reserva requerida por variaciones intra horarias

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

R_{Rampa} : reserva requerida para compensar variaciones de la rampa de 5 minutos de la demanda neta

Según los resultados obtenidos en los análisis realizados por el Coordinador en el “Estudio de CFyDR parte 1”, el monto de reserva del CSF queda determinado principalmente por el requerimiento del AGC¹⁴, esto es por el producto entre la desviación de frecuencia aceptable que mantiene el estándar de la frecuencia en Estado Normal (± 200 [mHz]) y el BIAS del sistema, mientras que en los bloques de mayor variabilidad de la rampa de demanda neta, queda determinado por ese requerimiento.

En la Tabla 5.7 se presenta el requerimiento asociado a la reserva para CSF, el cual se define de forma dinámica, teniendo requerimientos de reserva de CSF por estacionalidad y por bloque.

Tabla 5.7 Reservas requeridas para CSF

Bloque Horario	Estacionalidad Otoño - Invierno				Estacionalidad Primavera - Verano			
	Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]
Bloque 1 (22:00 - 01:59)	-155	155	-130	130	-171	171	-150	150
Bloque 2 (02:00 - 06:59)	-159	159	-149	149	-156	156	-128	128
Bloque 3 (07:00 - 09:59)	-263	167	-264	154	-267	167	-257	160
Bloque 4 (otoño-invierno 10:00 - 15:59) (primavera-verano 10:00 - 16:59)	-176	176	-212	212	-162	162	-165	165
Bloque 5 (otoño-invierno 16:00 - 18:59) (primavera-verano 17:00 - 19:59)	-182	262	-188	264	-175	264	-173	261
Bloque 6 (otoño-invierno 19:00 - 21:59) (primavera-verano 20:00 - 21:59)	-169	206	-156	207	-197	197	-116	189

Adicionalmente, dado el monto de reserva determinado, en la siguiente tabla se presentan las rampas sistémicas de cada bloque por estacionalidad para el intervalo de tiempo de 5 minutos.

¹⁴ 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/2023/06/Determinacion-Bias-del-CEN-Abril-2023.pdf>

Tabla 5.8 Rampas máximas de bajada y de subida CSF. Requerimiento de 5 minutos

Bloque Horario	Estacionalidad Otoño - Invierno				Estacionalidad Primavera - Verano			
	Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
	Rampa de bajada máxima [MW/5Min]	Rampa de subida máxima [MW/5Min]	Rampa de bajada máxima [MW/5Min]	Rampa de subida máxima [MW/5Min]	Rampa de bajada máxima [MW/5Min]	Rampa de subida máxima [MW/5Min]	Rampa de bajada máxima [MW/5Min]	Rampa de subida máxima [MW/5Min]
Bloque 1 (22:00 - 01:59)	-135	80	-112	37	-108	77	-101	50
Bloque 2 (02:00 - 06:59)	-91	132	-88	63	-87	101	-79	63
Bloque 3 (07:00 - 09:59)	-263	139	-264	101	-267	115	-257	97
Bloque 4 (otoño-invierno 10:00 - 15:59) (primavera-verano 10:00 - 16:59)	-148	118	-161	126	-140	110	-164	109
Bloque 5 (otoño-invierno 16:00 - 18:59) (primavera-verano 17:00 - 19:59)	-91	262	-140	264	-158	264	-137	261
Bloque 6 (otoño-invierno 19:00 - 21:59) (primavera-verano 20:00 - 21:59)	-94	206	-84	207	-84	194	-66	189

5.1.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

Como se indica en el Artículo 3-21 de la NTSSCC, las reservas para Control Terciario de Frecuencia (RCTF) deben ser determinadas de forma conjunta con las Reservas para Control Secundario de Frecuencia (RCSF), las que deben compensar tanto la variabilidad asociada a las variaciones intra horarias, como la incertidumbre asociada a los errores de previsión. En consecuencia, las Reservas para CTF quedarán determinadas según la siguiente expresión:

$$RCTF = R_{Conjunta} - RCSF$$

Donde:

RCTF: reserva de potencia para Control Terciario de Frecuencia.

R_{Conjunta}: reserva de potencia conjunta para CSF y CTF.

RCSF: Reserva de potencia para Control Secundario de Frecuencia.

Las reservas requeridas para CTF en el año 2023 se presentan en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9 Reservas requeridas para CTF

Bloque Horario	Estacionalidad Otoño - Invierno				Estacionalidad Primavera - Verano			
	Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]
Bloque 1 (22:00 - 01:59)	-185	134	-245	168	-175	92	-165	121
Bloque 2 (02:00 - 06:59)	-80	124	-96	68	-47	70	-97	108
Bloque 3 (07:00 - 09:59)	-381	266	-278	433	-256	322	-327	440
Bloque 4 (otoño-invierno 10:00 - 15:59) (primavera-verano 10:00 - 16:59)	-205	219	-231	131	-236	210	-320	183
Bloque 5 (otoño-invierno 16:00 - 18:59) (primavera-verano 17:00 - 19:59)	-367	396	-354	427	-384	301	-366	412
Bloque 6 (otoño-invierno 19:00 - 21:59) (primavera-verano 20:00 - 21:59)	-208	128	-179	109	-218	201	-351	172

5.1.4 CARGAS INTERRUMPIBLES

El servicio de Cargas Interrumpibles debe actuar reduciendo la demanda neta de uno o varios Usuarios Finales, a partir de una instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda total del sistema en periodos de alto consumo y baja generación, para gestionar congestiones o para responder ante emergencias sistémicas, entre otros.

Para determinar el valor total de carga interrumpible requerido por el sistema, se siguió la siguiente metodología:

En los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas en el Estudio de Seguridad de Abastecimiento para el periodo agosto 2022 a julio 2023, publicado en agosto de 2022, se indicó la existencia de escenarios con un posible déficit de suministro de energía en el sistema eléctrico nacional y que éstos se concentrarían en el mes de junio 2023. Considerando lo anterior se obtuvo un despacho horario para el mes de junio que permitió estimar el aporte a la suficiencia del sistema de las unidades en servicio y de partida rápida. Si bien no se obtuvieron despachos horarios para los meses de julio y agosto de 2023, en un escenario hidrológico seco y bajos los supuestos aplicables a cada actualización de los estudios de abastecimiento que mensualmente emite el Coordinador se pueden extender los resultados a los siguientes 2 meses.

Conforme a lo anterior, se obtuvo el despacho crítico a partir del escenario base asociado al mes de junio, lo que corresponde al siguiente día:

Tabla 5.10 Demanda horaria máxima considerada y demanda horaria máxima anual del 2022

Mes	Día crítico	Hora	Demanda horaria máxima bruta	Demanda horaria máxima neta
Junio	miércoles 01	De las 19:00 a las 20:00	11349.9 [MWh/h]	10895.9 [MWh/h]

Este valor fue ajustado con una tasa de crecimiento del 3% anual por lo que la demanda horaria anual máxima neta utilizada se presenta a continuación:

Tabla 5.11 Demanda horaria máxima considerada

Mes	Demanda horaria máxima neta
Junio	11222.85 [MWh/h]

Para determinar una reserva de CI durante la operación en este mes y en estos horarios, se procede a determinar la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) en el escenario especificado anteriormente, es decir, en el mes de junio y en el horario de las 18:00 a las 22:00 horas. A partir de estos valores se calcula la curva de excedencia de la potencia (1-LOLP) para el escenario indicado.

Como criterio de seguridad se considera que mantener el suministro con una probabilidad por sobre el 99% en estos escenarios críticos es adecuado para el sistema (en ese punto al moverse a la izquierda en la curva de excedencia el valor resulta constante), por lo que este es el punto de comparación con el cálculo resultante. Un escenario con demanda horaria máxima neta fuera de este rango permitirá fijar un requerimiento, en mega watts, para este servicio.

El resultado para el escenario considerado se puede apreciar en la siguiente gráfica.

Figura 5-1: Curva de excedencia, demanda de quiebre y demanda máxima para junio

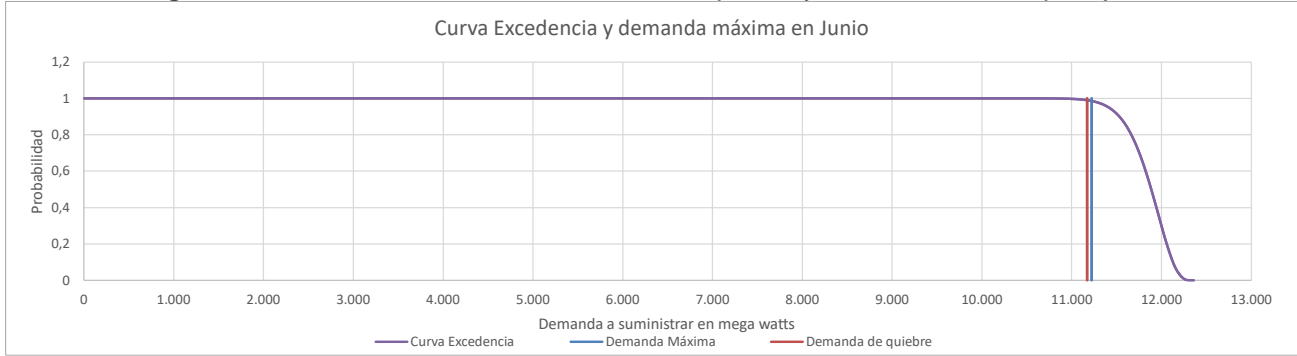


Figura 5-2: Curva de excedencia, demanda de quiebre y demanda máxima para junio (acercamiento)

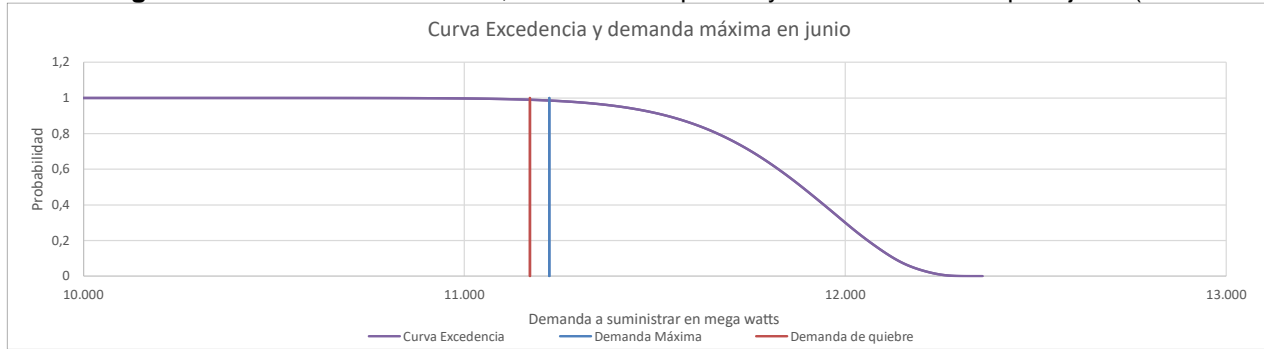


Tabla 5.12 Resumen resultado del requerimiento de carga interrumpible

Mes	Demanda máxima neta [MWh/h]	Demanda de quiebre [MWh/h]	Diferencia [MWh/h]	Probabilidad de excedencia
Junio	11.222,9	11.172,0	50,85	0,988

Del escenario estudiado, se observa una diferencia entre la demanda máxima y la demanda de quiebre de 50,85 [MW].

A partir de este resultado se define que el monto requerido por el sistema como carga interrumpible, para los meses de junio, julio y agosto y en el horario entre las 18:00 y las 22:00 horas es de 50 [MW].

Conforme a los análisis realizados en el marco de la actualización del ISSCC2023, el requerimiento de carga interrumpible preliminar para el año 2023 será de 50 [MW] para los meses de junio, julio y agosto y en el horario entre las 18:00 y las 22:00 horas.

5.2 CONTROL DE TENSIÓN

El SC de Control de Tensión es imprescindible para mantener operando el sistema dentro de los estándares exigidos por la NTSyCS. En el presente informe, se han considerado las necesidades de potencia reactiva vigentes para el año 2023, según se establece en el “Estudio Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva”.

Debido al carácter local del Control de Tensión y con el fin de identificar los recursos que tienen mayor influencia en el control sobre las barras del sistema, se han definido las siguientes Áreas de Control de Tensión (ACT)¹⁵:

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

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

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

En la **Tabla 5.13** se presentan los requerimientos de potencia reactiva esperados para la operación del sistema el año 2023, tanto para la condición normal de operación del sistema, como las reservas necesarias para afrontar las posibles contingencias.

Tabla 5.13 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	-501	-276	121	-119
	Sur (Domeyko)	24	43	61	-36
Norte Chico	Norte	-18	0	25	-19
	Centro-Sur	-131	-117	169	-113
Centro	500/220 kV	-20	93	153	-30
	RM 110 kV	-11	45	45	-11
	V Región	-20	55	15	-4.6
Centro Sur	Centro-Sur 154 kV	-199	31	65	-46
	500/220 kV	-17	24	51	-8
	Concepción	-9	3	35	-13
Sur	Sur	-15	-5	36.3	-1.2

¹⁵ Para más detalle de la definición de las Áreas de Control de Tensión, ver ANEXO F.

Finalmente, considerando los diversos análisis realizados por el Coordinador¹⁶, que identificaron un déficit de aportes a la potencia de corto circuito trifásico (que se traduce en disminución de la fortaleza de la red) en la zona norte del SEN tan pronto como en el año 2023 o 2024, se encargó un estudio de *Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional*¹⁷ al Consultor DIGSILENT GmbH. Los resultados de dicho estudio, complementado con análisis de sensibilidad propios, se resumen en el ANEXO C, y señalan que al menos a partir del año 2025 será necesario contar con nuevas instalaciones para la provisión de potencia de cortocircuito trifásico por barra. Lo anterior con el objetivo de mantener niveles mínimos que garanticen una operación segura del SEN en aquellas zonas más afectadas por la disminución de los niveles de corto circuito, producto del proceso de descarbonización acelerada y los altos niveles de penetración de generación renovable variable basada en inversores seguidores de red. Estos requerimientos se presentan a continuación:

Tabla 5.14 Requerimientos de potencia de cortocircuito para la prestación del SC de Control de Tensión

Barra	Potencia de cortocircuito ¹⁸ [MVA]	CCSS equivalente ¹⁹ [MVA _r]
Ana María 220 kV	2774	416
Nueva Chuquicamata 220 kV	543	82
Likanantai 220 kV	1773	266
Illapa 220 kV	1728	259

5.3 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 2023.

5.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

5.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

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

De acuerdo a lo establecido en el “Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga”²⁰ vigente, la propuesta de EDAC tiene por objetivo homogeneizar los criterios de operación en todas las zonas del SEN y hacer equiparables y equitativos los montos porcentuales de carga a desconectar entre las distintas zonas del sistema eléctrico.

¹⁶ Análisis disponibles en: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-inercia-y-cortocircuito/>

¹⁷ Los resultados de este estudio se encuentran contenidos en el documento “Resumen de los Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red del SEN”, en el ANEXO C.

¹⁸ Corresponde a la potencia de cortocircuito aportada en la barra por un equipo estándar (condensador sincrónico).

¹⁹ Corresponde a la potencia nominal referencial de un condensador sincrónico que aporte la potencia de cortocircuito señalada en la columna 2 de la tabla. Para su cálculo se consideró una impedancia de vinculación de 0.15 p.u. la que incluye la reactancia subtransiente del condensador más la reactancia del transformador elevador. El monto total alcanza aproximadamente los 1023 MVA_r (si se suman los equipos conectados en las cuatro barras).

²⁰ Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-edac/2020-estudio-de-edac/>

Dado dicho estudio, se realizó un análisis de las condiciones de competencia para la provisión del servicio en el año 2021, resultando que no se descartarían condiciones de competencia para proveer el servicio en las zonas Norte Grande, Atacama y Concepción, recomendando implementar el SC de EDAC por subfrecuencia a través de licitaciones para estas zonas. En el resto de las zonas, dado que no se podrían asegurar las condiciones de competencia, se recomendó una implementación del EDAC a través de instrucción directa. El proceso de licitación asociado del servicio concluyó en agosto de 2021, resultando desierto y procediendo a realizar una instrucción directa acorde a lo establecido en el Estudio. En la actualidad, el servicio de EDAC por Subfrecuencia se encuentra en proceso de adecuación tanto de sus ajustes como de su monto, no previendo la realización de nuevas licitaciones para este servicio durante el año 2023.

Cabe destacar que, dado los plazos involucrados en este proceso, durante el año 2022 y mientras no se materialice la provisión del servicio acorde a lo establecido en el Estudio EDAC vigente, este servicio será provisto por las instalaciones asociadas al esquema vigente²¹.

El esquema indicado en la Tabla 5.15 y Tabla 5.16 considera lo especificado en el "Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga":

Tabla 5.15 EDAC por Subfrecuencia SEN

Escalón	Ajuste	Monto de Carga [%]	Monto de Carga [MW] ²²	
			Mínimo	Máximo
Escalón 1	48.9 [Hz]	2	132	197
Escalón 2	48.7 [Hz]	3	197	295
Escalón 3	48.5 [Hz]	4	263	394
Escalón 4	48.3 [Hz]	6	395	591
Escalón 5	49.0 Hz – 0.6 [Hz/s]	5	329	492
Escalón 6	48.8 Hz – -0.6 [Hz/s]	5	329	492
Total		25	1644	2462

Tabla 5.16 EDAC por Subfrecuencia SEN, por Zonas

Zona ²³	Monto [MW]	
	Mínimo	Máximo
Norte Grande	599	637
Atacama	133	143
Coquimbo	80	107
Chilquinta - Aconcagua	118	204
Metropolitana	272	674
Troncal	146	151
Sistema 154 – 66 kV	94	198
Charrúa	34	52

²¹ El esquema vigente referido corresponde al contenido en el ANEXO I.

²² Montos de carga Mínimo y Máximo estimados, considerando escenarios de Demanda Baja y Alta, respectivamente.

²³ Montos por zona serán repartidos según los porcentajes de Tabla 5.16

Zona ²³	Monto [MW]	
	Mínimo	Máximo
Concepción	105	148
Araucanía	63	149
Total	1644	2462

5.3.1.2 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.

5.3.1.3 EDAC por Contingencia Específica (Extrema)

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

- a) Contingencia Específica de la Línea 66 kV San Javier-Constitución.
- b) EDAC en Zona Coronel por operación del sistema 154 kV Bocamina-Lagunillas.
- c) PDCC Fase 1: Contingencia Línea Quillota-Polpaico 2x220 kV.
- d) PDCC Fase 3: Falla línea Quillota-San Luis 2x220 kV.
- e) PDCE Zona Norte, asociado a la pérdida de alguno de los doble circuitos del sistema de 500 KV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre: **en desarrollo**.

5.3.1.4 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.

5.3.2 DESCONEJÓN DE GENERACIÓN

5.3.2.1 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.

5.3.2.2 EDAG por Contingencia Específica (Extrema)

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

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

5.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

5.3.3.1 Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas

Los PDCC que actualmente se encuentran implementados en el sistema están categorizados en la subcategoría de SC de PDCC de acuerdo con lo siguiente:

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

5.3.3.2 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 5.17 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
500 kV Polpaico – Lo Aguirre	Riesgo de Apagón Total	Contingencia Extrema

5.4 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, las cuales se encuentran cuantificadas en el Estudio PRS vigente²⁴:

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

²⁴ El Estudio PRS puede ser descargado desde el sitio web del Coordinador en la ruta <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-recuperacion-de-servicio/2022-plan-de-recuperacion-de-servicio/>

5.5 RESUMEN SSCC AÑO 2023

La Tabla 5.18 resume los requerimientos para el año 2023.

Tabla 5.18 Categorías y subcategorías de SSCC para el año 2023

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control de Frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF +)
		Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF -)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+)
		Control Terciario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CTF-)
Cargas Interrumpibles (CI)	Cargas Interrumpibles (CI)	
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)
		Desconexión Manual de Carga (DMC)
	Desconexión de Generación	EDAG o ERAG (EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia y EDAG o ERAG por Contingencia Específica)
		Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)
Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)	
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Equipos de Vinculación (EV)	Equipos de Vinculación (EV)

6 ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA EN PROVISIÓN DE SSCC

6.1 ANTECEDENTES GENERALES

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

El objetivo de dichas medidas fue eliminar la incertidumbre que enfrentaban los agentes²⁵, efectos que serán analizados en los acápite venideros.

En este contexto y antes de analizar cualquier medida adoptada, resulta fundamental determinar el mercado relevante de que se está hablando, el cual circunscribe el contexto en el que se desenvuelve una firma determinada y, por ende, los competidores que dicha empresa enfrentará. El mercado relevante puede ser definido como “(...) *un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado*”²⁶.

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

En los mercados de SSCC se requiere considerar las características económicas particulares de este tipo de servicio, que condicionan el comportamiento estratégico de los agentes, especialmente en lo que respecta al poder de mercado²⁷. En primer lugar, se debe considerar el hecho de que el mercado de los SSCC está fuertemente acoplado al mercado de energía, vale decir, es un mercado conexo al de energía. Adicionalmente, la demanda por Servicios Complementarios está definida en base a requerimientos de confiabilidad determinados por el Coordinador. Por lo tanto, dicha demanda para cada servicio complementario es, en el corto plazo, inelástica. No obstante, la integración a gran escala de energías renovables hace suponer que dicho requerimiento, en algunos casos, irá en aumento.

²⁵ Ver Carta DE 04954-20 de 21 de septiembre de 2020 e informe de Harrison y Muñoz (2020) disponible en <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/>.

²⁶ Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10. Si bien esta Guía fue dejada sin efecto mediante la Resolución Exenta N°331 de 29 de mayo de 2017, la propia Fiscalía señala que siendo un referente analítico válido para el análisis de competencia.

²⁷ El poder de mercado se define como la capacidad que tiene una empresa para aumentar los precios por encima de cierto nivel competitivo, o de referencia, de manera rentable. Motta (2018).

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

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

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

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

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

- HHI: representando un mercado desconcentrado para un valor menor a 1500, uno moderadamente concentrado para valores entre 1500 y 2500, y de uno altamente concentrado para valores superiores a los 2500 de forma estructural. Cabe destacar que este índice se muestra solo para fines informativos, ya que las condiciones de competencia son determinadas en base al cálculo del RSI.
- RSI: este indicador mide el porcentaje de la demanda que se puede satisfacer sin considerar la capacidad de los i grupos empresariales más relevantes. De este modo, si el RSI es mayor a 100%, significa que el resto de los agentes poseen capacidad suficiente para satisfacer el mercado y, por lo tanto, estos i agentes deberían tener poca influencia en el mercado. En particular se emplea el RSI3, el cual corresponde al indicador conjunto para los 3 grupos empresariales con mayor capacidad

6.2 ACTUAL ESQUEMA DE SUBASTAS SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA

En el presente, las subastas por servicios complementarios de control de frecuencia consisten en ofertas por costos de desgaste, sujetas a valores máximos y medidas de mitigación de corto plazo²⁸.

De producirse costos de oportunidad y sobrecostos, éstos son remunerados *ex post* como parte del valor adjudicado, el cual se define en la RE N° 442 del 23 de noviembre de 2020 como la suma del costo de oportunidad real, costo por operación a un costo variable mayor al costo marginal real, costo de operación adicional real y valor ofertado²⁹. Según la resolución, estos componentes se definen de la siguiente manera:

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

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

²⁸ En línea a como se realiza en el CAISO, PJM y otros operadores independientes del sistema eléctrico. Ver por ejemplo, “PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations”, diciembre 2019; “PJM Manual 15: Cost Development Guidelines”, septiembre 2020; “Fifth Replacement FERC Electric Tariff, CAISO”, Agosto 2020; y “System-Level Market Power Mitigation: Conceptual Design Proposal”, septiembre 2019.

²⁹ La evolución de la remuneración asociada a los diferentes componentes de las subastas según la RE N°422 del 23 de noviembre de 2020 puede ser consultada en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/06/Minuta-Remuneracio%CC%81n-SSCC-2021-20210607.pdf>. Al respecto, menester resulta señalar que no es posible realizar una comparación directa entre lo sucedido en la operación real en el esquema previo y actual de subastas, ya que las condiciones del mercado han variado, y ello habría afectado las ofertas realizadas por cada uno de los participantes en las subastas, tal como el diferencial de costos marginales y costos variable ha impactado en la evolución de los pagos laterales.

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

En caso de tratarse de conglomerados no pivotaes, si sus ofertas se encontraren por sobre el precio de reserva aludido en el párrafo precedente, las ofertas son descartadas, entendiendo como conglomerado a las empresas pertenecientes al mismo grupo empresarial según lo establecido en el Artículo 96 de la Ley N°18.045 de Mercado de Valores. Los conglomerados pivotaes son calculados según el RSI3, utilizando la capacidad habilitada disponible y los requerimientos establecidos en el Informe de SSCC respectivo.

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

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

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

6.3 CONSIDERACIONES GENERALES ANÁLISIS CONDICIONES DE COMPETENCIA

Debido al actual esquema de subastas y las medidas de mitigación existentes y descritas en la subsección previa, se considera suficiente para llevar a cabo el análisis de competencia el cálculo del indicador RSI3 según lo dispuesto en la resolución exenta de valores máximos. A mayor abundamiento, de existir episodios esporádicos con conglomerados pivotaes, sus ofertas estarán limitadas al valor máximo, el cual depende del costo de desgaste teórico, y serán descartadas en caso de superar dicha cantidad. A su vez, al considerarse la totalidad del parque generador habilitado para la prestación de los servicios complementarios en la co-optimización, si una unidad ofertare un valor superior al precio máximo y resultare adjudicada por instrucción directa, no recibirá remuneración por concepto de costo de desgaste.

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

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

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

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

Ambos casos se resumen según lo siguiente:

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

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

Para la aplicación de los casos 1 y 2, se considerará como parte de la capacidad disponible para el cálculo del RSI3 el porcentaje de adjudicación en el período simulado³⁰.

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

Para el año 2023 se consideran nuevos proyectos de generación y transmisión conforme a los proyectos declarados en construcción según Resolución Exenta 64 de la Comisión Nacional de Energía (de enero 2022) e información del estado de conexión de proyectos con la que cuenta el Coordinador. Respecto a indisponibilidades programadas, se consideró el programa de mantenimiento mayor vigente de febrero 2022.

A efectos de representar condiciones de operación relevantes del Sistema Eléctrico Nacional se consideraron cinco semanas representativas para el año 2023, así como cuatro condiciones hidrológicas, según se muestra en la Tabla 6.1.

³⁰ Si la proporción es igual a 1, se asume que todo el parque generador de las tecnologías respectivas podría prestar el servicio.

Tabla 6.1 Fechas de operación considerados para simulaciones

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

Con respecto a las condiciones hidrológicas evaluadas, se eligieron cuatro hidrologías representativas de diferentes condiciones de abastecimiento del sistema y que reflejan distintas disponibilidades de recursos para prestar SSCC de reserva. Las hidrologías elegidas corresponden a 20%, 50%, 90% y 95% de probabilidad excedencia del sistema, considerando la estadística disponible a la fecha de inicio de los estudios (60 años).

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

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

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

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

Respecto a la proyección de disponibilidad de GNL y GN corresponde a la disponibilidad utilizada en el proceso de programación al momento de elaboración del presente Informe. De esta manera, la disponibilidad de GNL 2023 corresponde a la del proceso de programación mensual de febrero 2022.

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

Adicionalmente, la demanda considerada corresponde a una estimación que considera una tasa de crecimiento de 2.5% con respecto a la estimación de ventas reales de los últimos 12 meses (2021-2022).

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

Dado lo anterior, a continuación se muestran las condiciones de competencia para cada uno de los servicios definidos en la Resolución Exenta N°442, de 23 de noviembre de 2020 y que son requeridos para el año 2023.

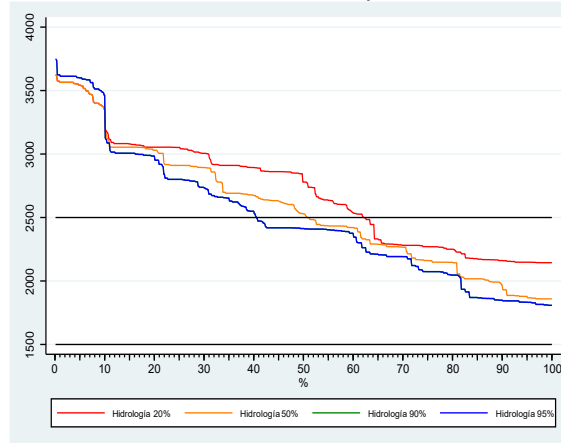
6.4 CONTROL DE FRECUENCIA

6.4.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

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

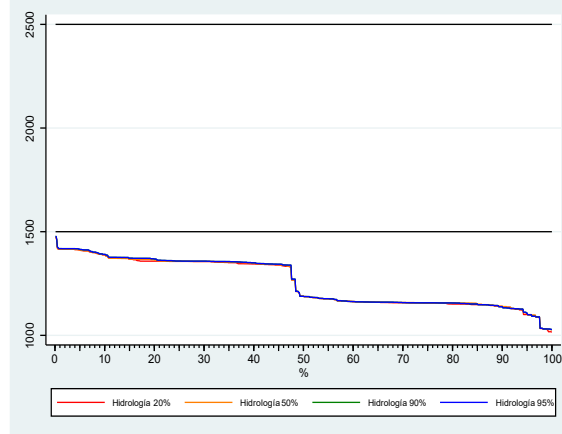
A partir de la información anterior, se calculó el HHI y RSI3 para el CPF de subida y bajada³¹.

Figura 6-1: Curva duración HHI CPF+ para diferentes hidrologías



³¹ No se considera el control rápido de frecuencia dentro del análisis.

Figura 6-2: Curva duración HHI CPF- para diferentes hidrologías



Como se observa en la Figura 6-1 y Figura 6-2, el CPF+ presenta niveles de concentración relativamente elevados, estando sobre 2500 entre el 40% y 60% del tiempo, dependiendo de la hidrología considerada. El CPF- por su parte, presenta niveles reducidos de concentración.

Al considerar el RSI3, los niveles de concentración se traducen en la existencia de agentes pivotaes para el servicio de subida durante 15% del tiempo. Respecto del servicio de bajada, el tiempo en el cual existiría un agente pivotal se acercaría al 30%.

Figura 6-3: Curva duración RSI3 CPF+ para diferentes hidrologías incluyendo ERV

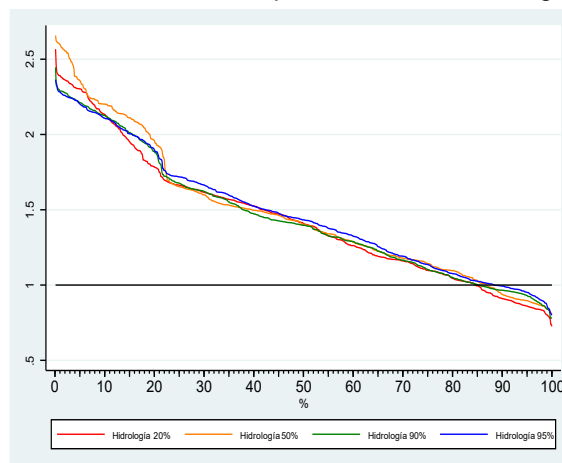
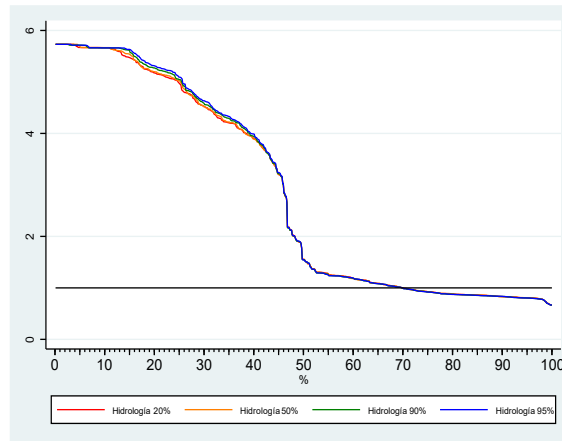


Figura 6-4: Curva duración RSI3 CPF- para diferentes hidrologías incluyendo ERV



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

De internalizarse los casos 1 y 2 en la disponibilidad de recursos, los resultados cambian de forma significativa para ambos servicios. El HHI revela niveles de concentración elevados sobre el 70% del tiempo para el CPF+, mientras que para el CPF- supera el umbral de 2.500 alrededor de 60% del tiempo. A su vez, el RSI3 pasa a ser inferior a 1 el 70% del tiempo para el CPF de subida, mientras que para el servicio de bajada el 100% del tiempo se encuentra bajo 1. Esto corresponde a un cambio sustantivo respecto de los resultados encontrados en el Informe de SSCC del año 2022, lo que se debe primordialmente a un cambio de los factores de efectividad de los recursos disponibles, los cuales fueron ajustados para representar la restricción de CPF- más exigente en la actualidad, correspondiente a la restricción de reserva instantánea.

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

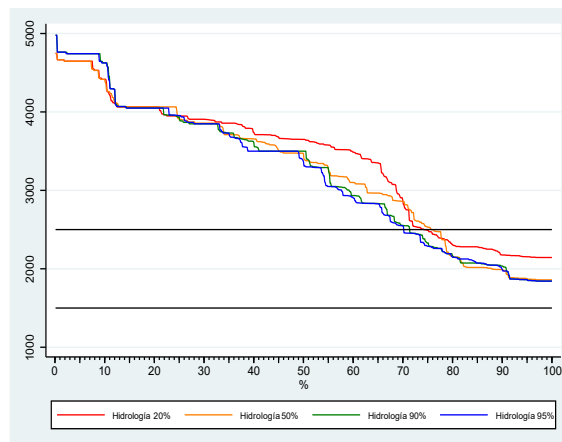


Figura 6-6: Curva duración HHI CPF- diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2

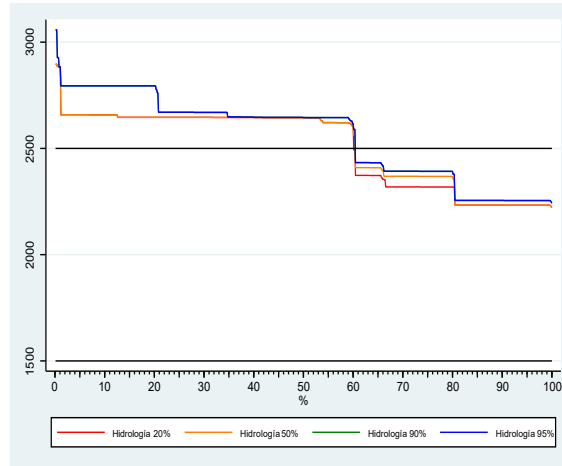


Figura 6-7: Curva duración RSI3 CPF+ diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2

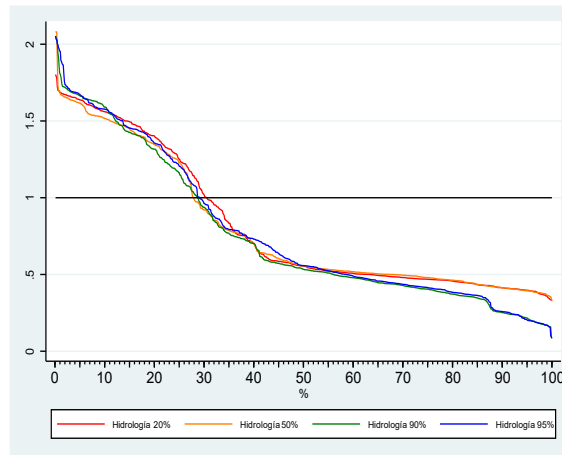
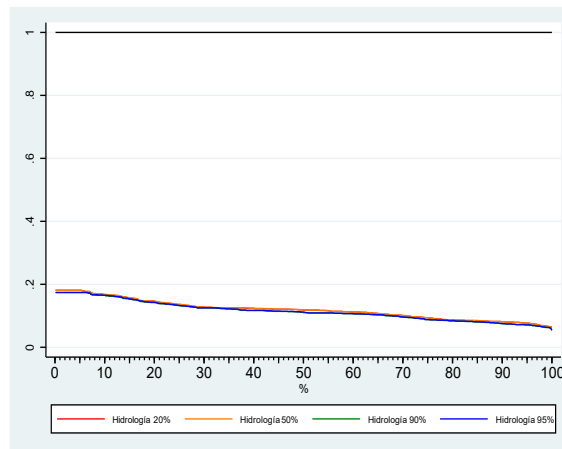


Figura 6-8: Curva duración RSI3 CPF- diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2



No obstante los resultados previos, debido a que el mercado de CPF- ya se encuentra abierto, que el Coordinador está considerando fomentar la participación de nuevas tecnologías, que al considerar los recursos ERV no existen agentes pivotaes durante el 70% del tiempo, que existen medidas de mitigación y que está en carpeta la evaluación de CRF, se determina mantener la adjudicación a través de subastas para el servicio de CPF de bajada, y mantener la adjudicación por instrucción directa del CPF+.

6.4.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA

Los potenciales competidores que fueron tenidos en consideración para la prestación del CSF correspondieron al parque existente y habilitado para dar dichos servicios, en adición a 410 MW adicionales de centrales ERV. Con esto último se asume un escenario optimista en cuanto a la conexión de centrales ERV al AGC. Sin embargo, tal como fuera mencionado en párrafos precedentes, en adición al escenario base, es necesario calcular los indicadores respectivos con las sensibilidades de los casos 1 y 2. Al ser este último el escenario más restrictivo, solo se presenta el HHI y RSI con la disponibilidad de recursos ajustada. Considerando lo anterior, existiría un nivel de concentración elevado para ambos servicios. Asimismo, existirían agentes pivotaes en el servicio de subida y bajada, pero solo alrededor de un 40% y 35% del período simulado respectivamente, tanto para la hidrología con probabilidad de excedencia de 90% como para la de 95%, situaciones para las cuales existen las medidas de mitigación señaladas al inicio de este capítulo.

Figura 6-9: Curva duración HHI CSF+ para diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2

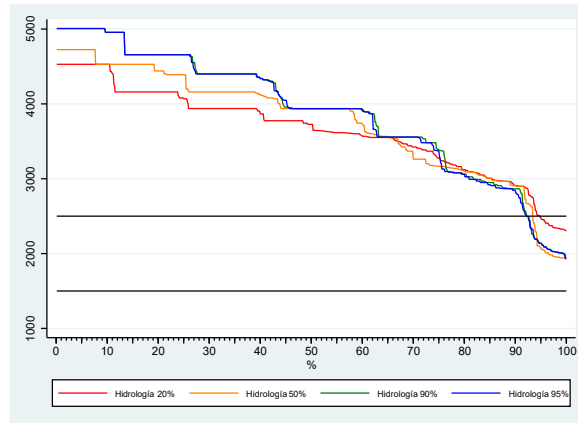


Figura 6-10: Curva duración HHI CSF- para diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2

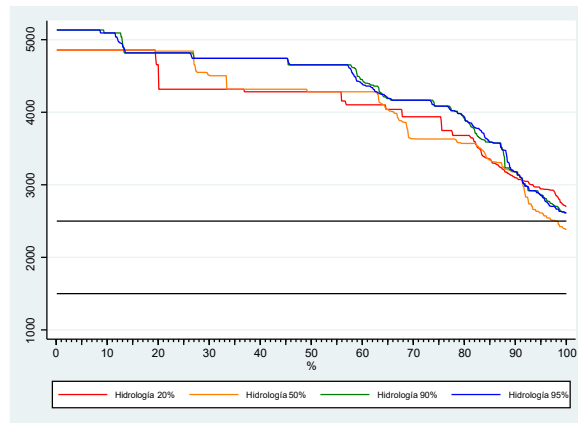


Figura 6-11: Curva duración RSI3 CSF+ diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2

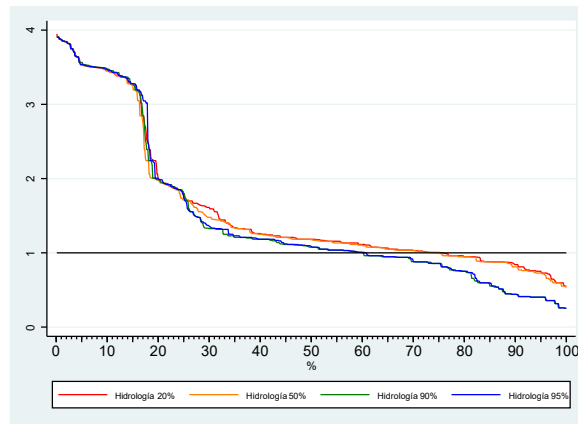
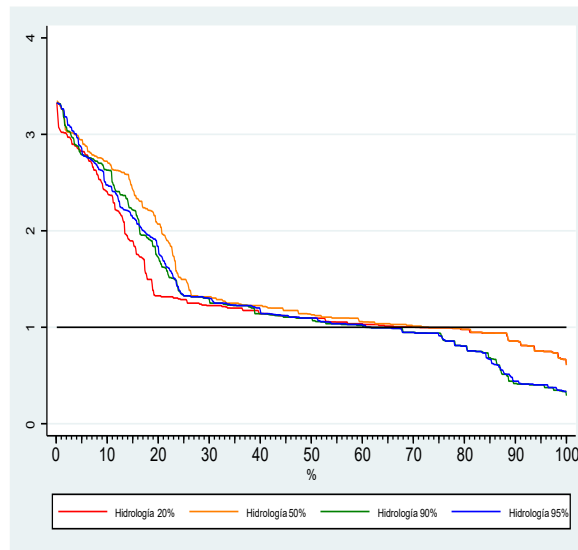


Figura 6-12: Curva duración RSI3 CSF- diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2



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

6.4.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

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

El Control Terciario de Frecuencia presenta niveles de concentración elevados, medidos por el HHI, tanto para el control de subida como el de bajada, al ubicarse este indicador por sobre 2.500 alrededor del 80% y 70% respectivamente, para las probabilidades de excedencia de 90% y 95%.

Figura 6-13: Curva duración HHI CTF+ para diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2

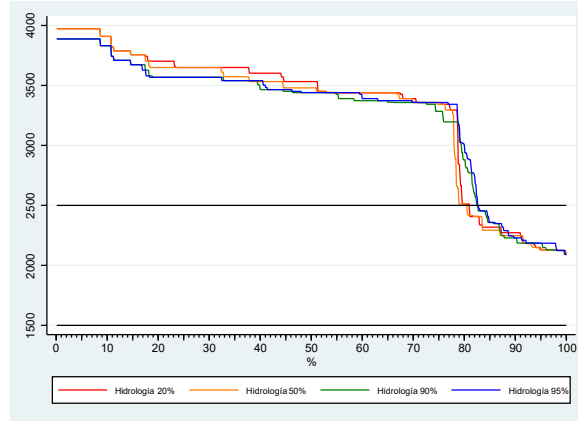
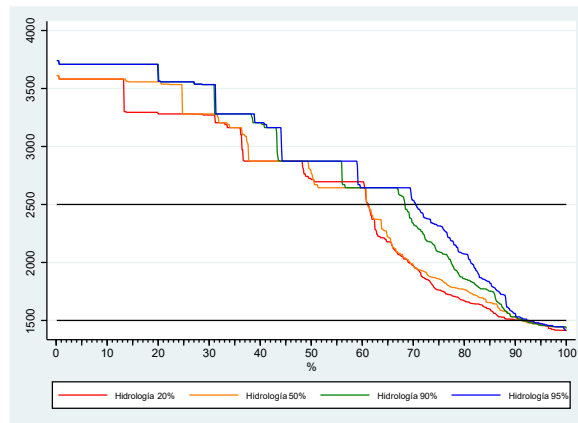


Figura 6-14: Curva duración HHI CTF- para diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2



Ahora bien, a pesar de los niveles de concentración expuestos previamente, no existirían agentes pivotaes en ninguno de los dos servicios, presentando niveles de RSI3 relativamente elevados³², sin variaciones significativas como motivo de la actualización de requerimientos, lo cuales son presentados en la Figura 6-15 y Figura 6-16.

³² Solo para efectos visuales se restringieron los valores de los indicadores a un máximo de 20.

Figura 6-15: Curva duración RSI3 CTF+ diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2

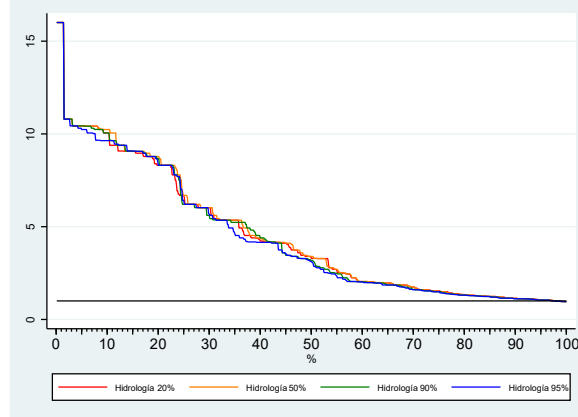
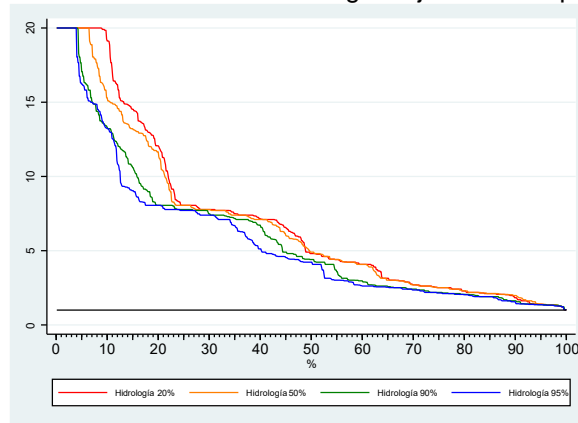


Figura 6-16: Curva duración RSI3 CTF- diferentes hidrologías ajustando disponibilidad por Caso 1 y Caso 2



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

6.4.4 CARGAS INTERRUMPIBLES

La activación del servicio de CI se realiza mediante comunicación directa del CDC con los clientes, y su verificación es realizada de manera *ex post* a partir de registros entregados por los clientes provenientes de medidores de clase de facturación, razón por la cual no existirían mayores barreras a la entrada, y cualquier usuario final que cumpla con los requisitos de potencia mínima ofertada podría participar.

Lo anterior se condice con la información aportada por parte de las asociaciones gremiales consultadas sobre la incorporación de la demanda en SSCC, ya sea de manera individual o de forma agregada a través de un tercero, en cuanto a la virtual inexistencia de barreras legales y técnicas a la entrada para la prestación del servicio de CI.

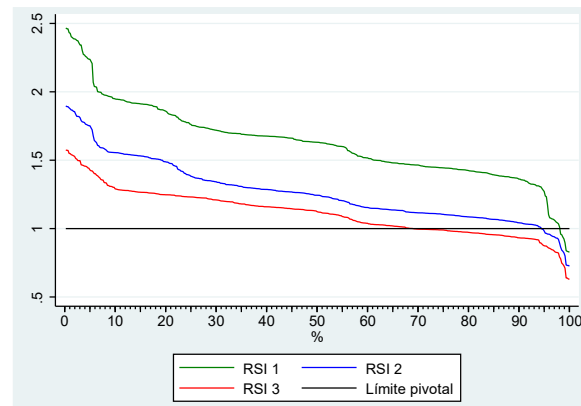
Para efectos del análisis de condiciones de competencia, se considera como mercado relevante geográfico el sistema eléctrico nacional, ya que los requerimientos del servicio son sistémicos, sin ser diferenciados por zonas particulares.

En cuanto a los potenciales competidores, basado en la experiencia internacional y las respuestas de los clientes libres en el marco del RFI sobre la incorporación de la demanda en la prestación de SSCC, se descartaron industrias cuya posibilidad de flexibilizar cargas y adaptar procesos es reducida³³, como la minería³⁴, el transporte de pasajeros, puertos, provisión de agua, entre otras. De igual manera, como porcentaje de cargas flexibles se consideró un 15%, en base a información recabada en el RFI ya señalado y las respuestas al cuestionario realizado en el “*Estudio del Tratamiento General de la Potencia para Clientes Finales en el Sistema Eléctrico Nacional*” encargado por GIZ y el Ministerio de Energía.

En base a lo anterior, se calculó el RSI-1, RSI-2 y RSI-3 con la información disponible del balance de transferencias del año 2021 para los meses y rango horario en cuestión.

Como se observa en la Figura 6-17, alrededor del 98% del tiempo no existiría un agente pivotal único bajo los supuestos descritos en los párrafos que anteceden, mientras que solo el 5% existirían 2 agentes pivotaes y alrededor de un 30% del tiempo habría 3 agentes pivotaes conjuntos en caso de replicarse los perfiles de consumo del año 2021.

Figura 6-17: Curva duración RSI 1, 2 y 3 para CI



Considerando que se trata de una licitación única para un tiempo reducido, y que por lo tanto no existirían interacciones repetidas, y que existirían medidas de mitigación adecuadas como el establecimiento de valores máximos de reserva y remuneración, se concluye que – con los antecedentes disponibles, existirían condiciones potenciales de competencia, por lo que se recomienda la licitación del servicio complementario de CI.

Por último, cabe destacar que, si bien la licitación previa fue declarada desierta por falta de participantes, en el futuro proceso licitatorio se considerarán las siguientes modificaciones para efecto de promover la competencia:

- a) Modificar el requisito que los que participan sean clientes en transmisión y aumentar el mercado relevante a clientes en distribución con sistemas de medidas adecuados para la prestación de este servicio.

³³ Ver por ejemplo: “*Assessment of Industrial Load for Demand Response across U.S. Regions of the Western Interconnect*” disponible en: <https://info.ornl.gov/sites/publications/Files/Pub45942.pdf>

³⁴ Se descarta por completo la industria minera, a pesar de que, dentro de las respuestas recibidas, algunos actores señalan la posibilidad de participación con consumos no asociados a procesos productivos principales.

- b) Aumentar el tiempo entre la publicación de las bases y la fecha de adjudicación para efectos de poder dar tiempo a una mayor participación de los agentes de mercado.
- c) Reevaluar la participación de agregadores sin instalaciones en el SEN modificando eventualmente las garantías o condiciones para la prestación del servicio.
- d) Una campaña de difusión más adecuada entre los Coordinados, además de evaluar la posibilidad de permitir la participación de la demanda en distribución.

6.4.5 EVOLUCIÓN SUBASTAS 2021-2022

En los gráficos siguientes, se presenta la proporción de MW adjudicados por instrucción directa y ofertas.

Figura 6-18: Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CPF-



Figura 6-19: Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF+

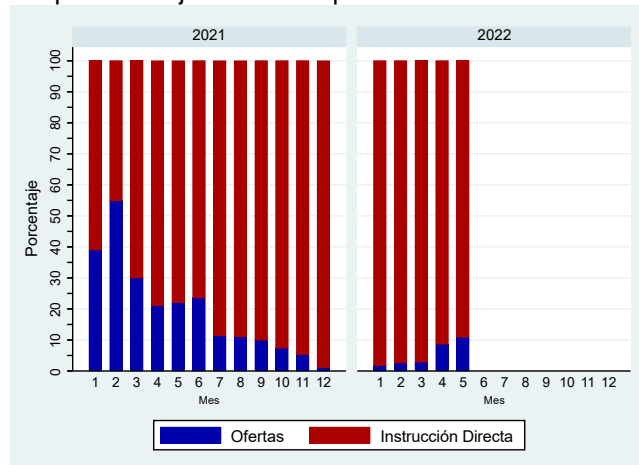


Figura 6-20: Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF-

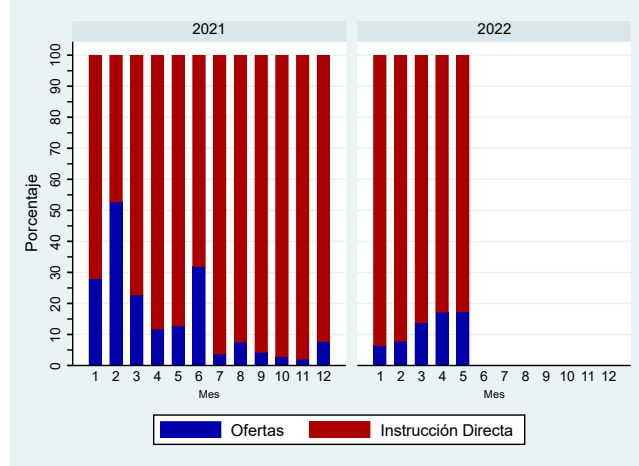


Figura 6-21: Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF+

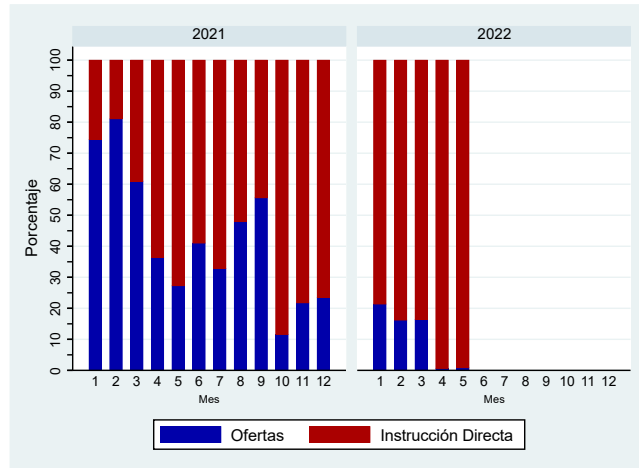
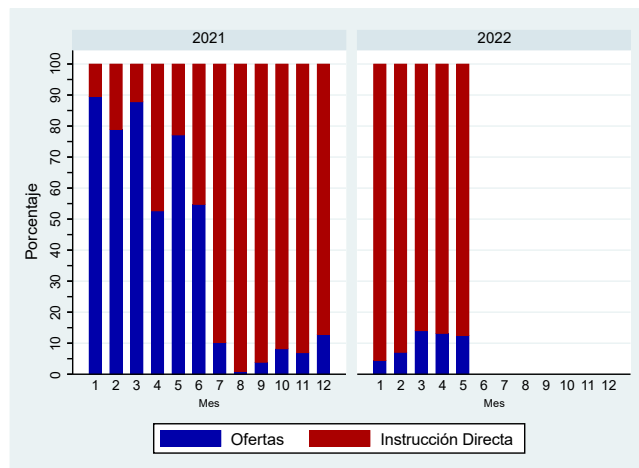


Figura 6-22: Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF-



Como se observa, la mayor parte de las adjudicaciones han sido por instrucción directa para todos los servicios, alcanzando incluso cerca de 100% para el CPF a partir de julio de 2021. El resto de los servicios, han mostrado una tendencia creciente de adjudicación por ofertas durante el año 2022, con excepción del CTF+.

Cabe destacar que lo anterior no es un reflejo de falta de competitividad potencial en el mercado, ya que esta se ve reflejada en la habilidad para alterar el precio de equilibrio de un agente particular, y el resultado de un proceso declarado desierto o parcialmente desierto converge al de instrucción directa. Asimismo, existen medidas de mitigación que limitan los potenciales abusos que podrían ocurrir en las ofertas de costos de desgaste.

En cualquier caso, para fomentar la participación, se procurará entregar mayor información sobre el funcionamiento del mercado a todos los agentes, ya que los costos administrativos o de transacción de participar en las ofertas es mínimo, y en teoría existen incentivos a la participación, ya que los adjudicatarios por instrucción directa no reciben los costos de desgaste al momento de la realización del balance, a diferencia de lo que ocurre con quienes sí ofertan y son adjudicados.

En cuanto a las adjudicaciones por tecnología, se aprecia en los siguientes gráficos que en su mayoría han correspondido a unidades térmicas e hidráulicas, habiendo casos esporádicos en los cuales centrales ERV han sido adjudicadas en los servicios de control secundario de subida y bajada y control terciario de subida. La mayor proporción de adjudicaciones a centrales ERV se ha presenciado en el CTF-.

Figura 6-23: Proporción adjudicaciones por tecnología CPF-

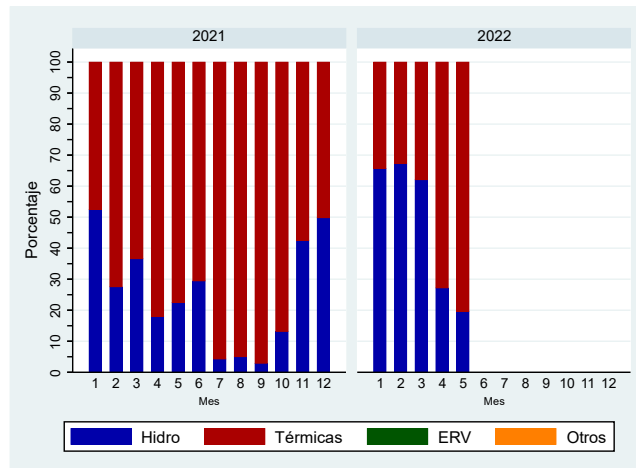


Figura 6-24: Proporción adjudicaciones por tecnología CSF+

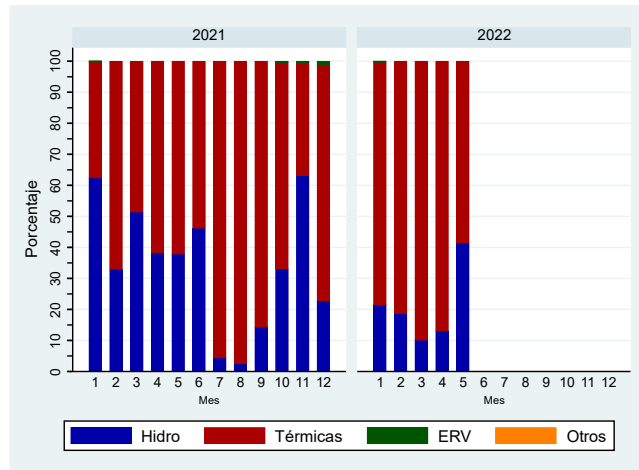


Figura 6-25: Proporción adjudicaciones por tecnología CSF-

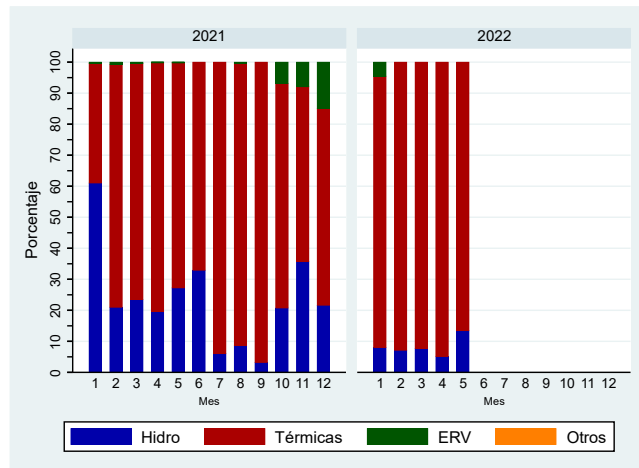


Figura 6-26: Proporción adjudicaciones por tecnología CTF+

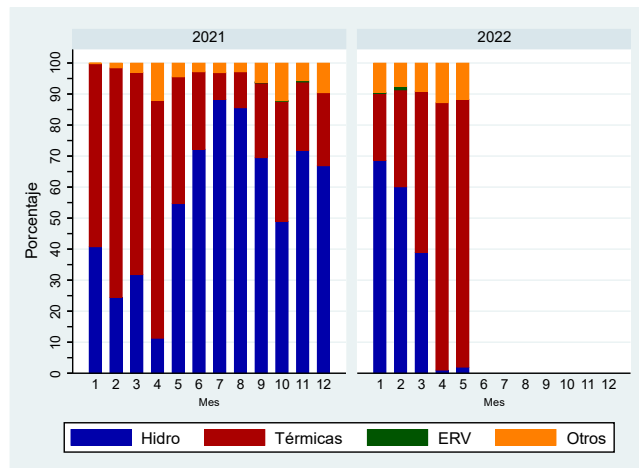
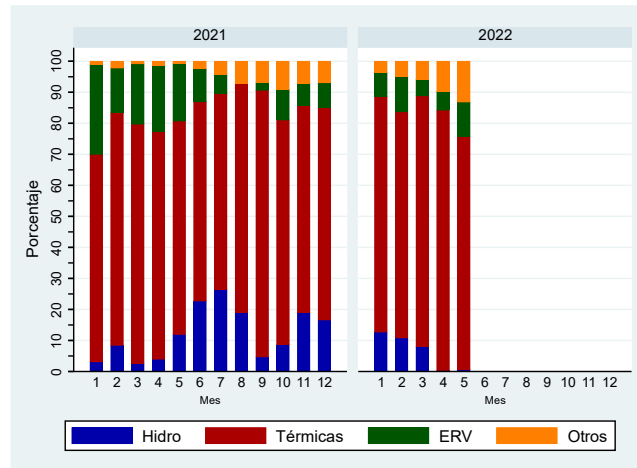


Figura 6-27: Proporción adjudicaciones por tecnología CTF-



6.5 CONTROL DE TENSIÓN

El SC de Control de Tensión está asociado, por un lado, al mantenimiento de las tensiones de operación en las barras del sistema, tanto en régimen permanente como ante la ocurrencia de una contingencia, y por otro al aporte de potencia de cortocircuito en barras.

6.5.1 SC DE CONTROL DE TENSIÓN - MANTENIMIENTO DE TENSIONES EN BARRA

Si bien existen zonas asociadas a los requerimientos de este SC, la sustitución de los recursos disponibles para su prestación es relativamente reducida y no es fácilmente determinable, debido a la naturaleza altamente local del servicio, y a que el nivel de sustitución depende entre otros, de las condiciones de operación del parque generador y de la topología de la red.

Consecuencia de lo anterior es que sea necesario contar con el aporte de la mayoría de los recursos disponibles dispersos en la red para establecer el perfil de tensiones de manera eficiente, esto es, usando la menor cantidad de aporte de potencia reactiva de las instalaciones, lo que implica menores pérdidas para el sistema. Lo anterior se encuentra en concordancia con las exigencias de diseño indicadas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que impone un aporte de potencia reactiva mínimo tanto a máquinas sincrónicas como a parques eólicos y fotovoltaicos.

Por lo anterior, el mercado relevante geográfico podría reducirse incluso a cada nodo particular del sistema.

Por otro lado, en el caso que se licitara o subastara el CT, las unidades que tienen su control automático de tensión en servicio, aportarían al control dinámico aun cuando estas unidades no resultaran adjudicadas, por lo que, para poder hacer operativa una eventual subasta o licitación, se tendría que reducir el control automático de tensión en servicio, lo que podría poner en riesgo la seguridad operativa del SEN, particularmente en el caso de unidades que requieren incorporar PSS para el amortiguamiento de modos interáreas. A la situación descrita anteriormente, hay que agregar, además, el efecto de la inercia y comportamiento del sistema de excitación en el tipo de respuesta del sistema ante contingencia, en cuanto a la recuperación dinámica de la tensión. Todo esto hace aún más difícil la implementación de un potencial mercado para este servicio.

En consecuencia, dadas las características altamente locales del servicio de control de tensión, no existirían condiciones de competencia que permitan subastar o licitar la prestación del servicio, por lo que se determina

la instrucción directa del SC de CT, en sintonía con la mayoría de los mercados internacionales, especialmente los pertenecientes a la Unión Europea³⁵.

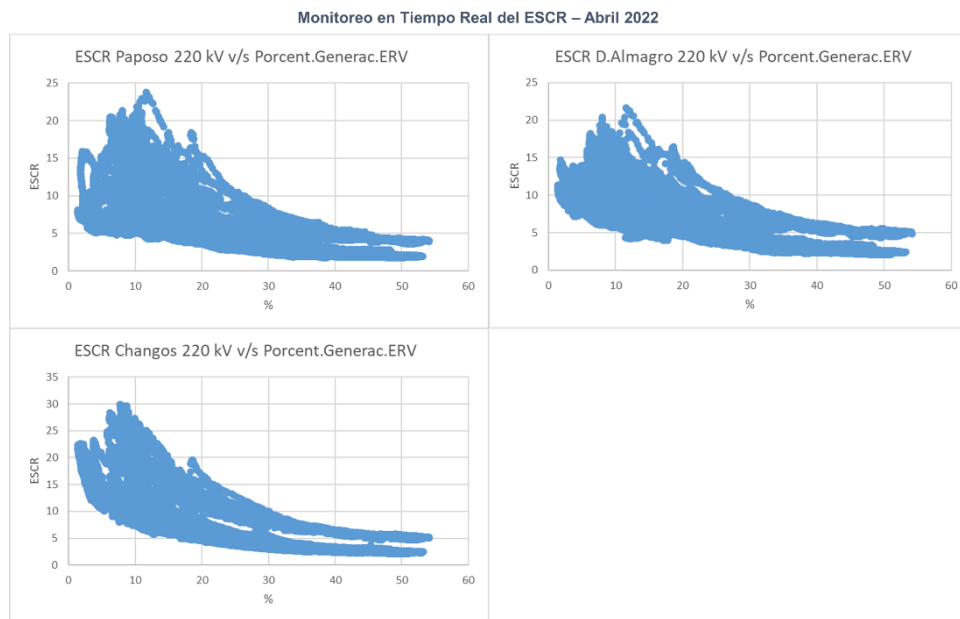
6.5.2 SC DE CONTROL DE TENSIÓN - PROVISIÓN DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO

Tal como se indica en la sección 5.1.4, considerando el Estudio de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red del SEN, se ha determinado que a partir del año 2025 será necesario contar con nuevas instalaciones para la provisión permanente de potencia de cortocircuito. Los requerimientos de potencia de cortocircuito están señalados en el ANEXO C.

Las instalaciones capaces de aportar el requerimiento indicado anteriormente corresponden a tecnologías como condensadores sincrónicos u otras que cumplan con los requerimientos técnicos de aportar en forma permanente potencia de cortocircuito trifásico adicional al sistema.

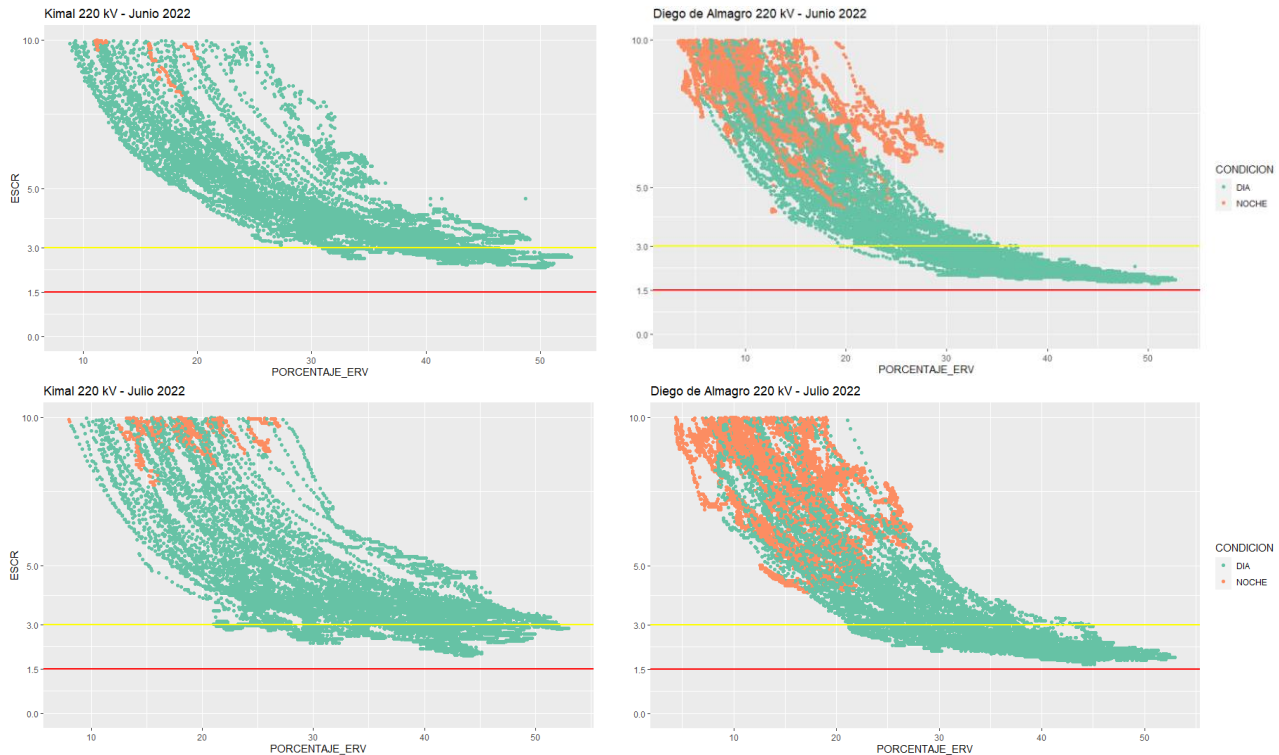
En atención a la experiencia comparada, si bien se podría considerar una definición de mercado relevante y potenciales oferentes de manera amplia, en la práctica esta Licitación tiene una serie de requerimientos muy particulares habida cuenta de las necesidades actuales del sistema. En efecto como se observa tanto de los anexos, como también del monitoreo actual del índice ESCR, que existe una necesidad constante de aumentar la potencia de cortocircuito para poder asegurar este indicador con un umbral de al menos 1.5.

Figura 6-28: Monitoreo en Tiempo Real de Índice ESCR



³⁵ Study on the future design of the ancillary service of voltage and reactive power control – Elia (Belgian Electricity System Operator), 31-10-2018

Figura 6-29: Monitoreo Índice ESCR



Así, tal como lo señala el informe del Consultor y los análisis técnicos que ha realizado el Coordinador, dan cuenta que de las tecnologías existentes la única que cumple con las condiciones para proveer el requerimiento de potencia de cortocircuito determinado en este informe son condensador sincrónico ya sea nuevas instalaciones o proveniente de unidades reconvertidas. Esto se fundamenta en atención a que esta es la única tecnología probada y madura que garantizaría de mejor forma la concreción de los proyectos adjudicados y con estas instalaciones se aseguraría cumplir con el objetivo de adicionar potencia de cortocircuito conforme al requerimiento identificado y cuantificado a partir del año 2025. Por otro lado, la escala de estas instalaciones en términos de su potencia de cortocircuito es la única que se vislumbra como adecuada para satisfacer tanto el requerimiento determinado en este informe como las restricciones que se imponen en la conexión de los proyectos en términos del número de posiciones disponible o espacio para ampliaciones dentro de las subestaciones.

Sin perjuicio de lo señalado, esta licitación por un monto aproximado de 1000 MVA es la primera licitación y en futuros aumentos de potencia de cortocircuito se pueden considerar la incorporación tanto de proyectos y propuestas que se presenten al Coordinador así como de otras tecnologías, tipo grid forming, que ya presenten un grado de madurez suficiente para ser consideradas como potenciales oferentes.

En conclusión, dados los antecedentes antes indicados respecto de los montos del requerimiento y las tecnologías capaces de abastecerlo, y considerando antecedentes respecto de los potenciales oferentes de las tecnologías existentes en el mercado con los que se cuentan a la fecha, se concluye que existirían condiciones de competencia para proveer este servicio mediante un proceso de licitación.

Adicionalmente y a fin de permitir mantener la rivalidad competitiva necesaria en el proceso de licitación se requiere:

- Establecer una regla de asignación que permita la incorporación de estas tecnologías en barras del sistema ya sean estas de carácter nacional o dedicado.
- Determinar por el Coordinador tanto los factores de efectividad, así como las barras nacionales definidas como óptimas, determinándose un valor de inversión referencial en caso que se requiera su ampliación, a fin que este sea conocido por todos los participantes de forma previa a realizar sus ofertas.
- Establecer la necesidad de requerir por parte de la Autoridad, la determinación de valores máximos, de modo tal que éstos reflejen el eventual costo alternativo de un proyecto centralizado de condensadores síncronos, por ejemplo, u otro que determine la Autoridad.
- Evaluación de la necesidad de establecer obligatoriedad de ofertas múltiples en las barras del requerimiento, de modo de aportar mayor flexibilidad en la adjudicación.

Finalmente, y durante el desarrollo del proceso de licitación y la elaboración de sus bases se tendrá especial resguardo de las condiciones de competencia con el fin de evitar abusos potenciales de los participantes en este proceso de licitación y considerando medidas de mitigación en los casos que corresponda.

6.6 CONTROL DE CONTINGENCIAS

6.6.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

6.6.1.1 EDAC por Subfrecuencia

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

El proceso de licitación del servicio concluyó en agosto de 2021, resultando desierto.

En la actualidad el servicio de EDAC por subfrecuencia se encuentra en proceso de adecuaciones de sus ajustes y no se prevé la realización de nuevas licitaciones para este servicio durante el año 2023.

La prestación de este servicio se seguirá materializando a través de instrucción directa hasta el término del periodo de adecuaciones y el establecimiento de un nuevo estudio de EDAC por subfrecuencia. Dado este escenario, se seguirá analizando el mercado y evaluando los incentivos existentes para fomentar la participación en una futura licitación.

6.6.1.2 EDAC por Contingencia Específica

Dada la naturaleza local del servicio unido a la especificidad de los requerimientos y recursos para prestarlo, se recomienda que el servicio sea provisto mediante instrucción directa. En efecto, los EDAC por contingencia específica forman parte de los Planes de Contingencia Crítica y estos responden a una solución específica para afrontar las contingencias particulares, por lo que los esquemas de EDAC considerados no pueden ser sustituidos por esquemas alternativos.

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

6.6.1.3 Desconexión Manual de Carga

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

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

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

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

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

6.6.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

6.6.2.1 EDAG por Contingencia Específica

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

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

6.6.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Dado que la mitigación de las contingencias, tanto extremas como críticas, se realiza a través de la instrucción de acciones específicas para cada una de las contingencias consideradas, y dado que estas acciones se llevan a cabo con recursos específicos, que no son reemplazables por otros, es que para la provisión de este servicio no se estima existan condiciones de competencia que permitan implementar licitaciones o subastas. La recomendación sería realizar instrucción directa para proveer los recursos para el Plan de Defensa Contra Contingencia Extrema o Crítica.

6.7 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

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

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

En conclusión, se recomienda la instrucción directa para la prestación del servicio con los recursos disponibles en el sistema. Sin embargo, de requerirse nueva infraestructura, sería aplicable la implementación de licitaciones para la provisión de nuevos recursos siempre que exista más de una empresa con la potencialidad de prestar el servicio en la zona requerida.

6.8 RESUMEN MECANISMOS DE MATERIALIZACIÓN SSCC AÑO 2023

En resumen y considerando la mejor información disponible para definir eventuales requerimientos para los Servicios Complementarios contenidos en el presente Informe, se estiman las condiciones estructurales de competencia presentadas en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2. Resumen mecanismos materialización SSCC

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

7 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.

7.1 CONTROL DE FRECUENCIA

7.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

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

I. Reserva para CPF en Estado Normal:

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

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

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

Donde,

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

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

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

II. Reserva para CPF Contingencia:

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

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

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

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

7.1.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

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

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

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

Donde,

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

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

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

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

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

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

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

Pd_i : Potencia bruta de despacho de la unidad i.

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

En ANEXO G se encuentran listados los recursos que participarán del CSF con sus respectivas reservas.

7.1.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

En el caso del control terciario, se considerarán las reservas que pueden entregar las unidades que se encuentren en servicio en un tiempo de 15 minutos, de acuerdo con su tasa de toma/baja de carga informada,

considerando que la activación del servicio no debe superar los 5 [min] desde que el Coordinador entrega la instrucción. En el caso de las unidades que se encuentran fuera de servicio, se considerará el valor que puedan alcanzar las unidades en 15 minutos desde que el Coordinador le da la orden de partida, siempre y cuando haya sincronizado en un tiempo no superior a 5 [min] y en el periodo de 15 [min] se encuentre en un nivel de generación igual o superior a su mínimo técnico

En el caso de usuarios finales, se considerarán aquellos que puedan entregar el monto total comprometido en un tiempo no superior a los 15 [min] desde la instrucción inicial. Adicionalmente, debe cumplir con los requisitos mínimos planteados en el punto 4.1.4 del presente informe.

De acuerdo con lo anterior, se pueden definir dos subcategorías para esta reserva, siendo estas:

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

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

I. Reserva en giro para CTF:

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

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

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

Donde,

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

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

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

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

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

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

Pd_i : Potencia bruta de despacho de la unidad i.

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

II. Reserva fría para CTF:

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

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

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.

$Pdneta_i^{max}$: 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 G se identifican las instalaciones prestadoras de este servicio junto con la reserva disponible para ambas condiciones mencionadas.

7.1.4 CARGAS INTERRUMPIBLES (CI)

Se considera que los recursos necesarios para proveer el SC de Cargas Interrumpibles, acorde a los requerimientos especificados en el punto 5.1.4, serán licitadas por el Coordinador no antes de enero de 2023.

Se considerarán aquellos usuarios finales que puedan entregar el monto total comprometido en un tiempo no superior a los 30 [min] desde la instrucción inicial. Adicionalmente, debe cumplir con los requisitos mínimos planteados en el punto 4.1.5 del presente informe.

7.2 CONTROL DE TENSIÓN

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

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

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

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

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

Por otra parte, en el ANEXO C del presente informe se presenta el resumen del estudio que justifica los requerimientos de capacidad y la ubicación de la infraestructura para aumentar la potencia de cortocircuito en los nodos presentados en el numeral 5.1.4, para el año 2025. Se considerará que esta potencia de cortocircuito podrá ser provista con recursos adicionales a partir de equipos como condensadores sincrónicos u otras tecnologías que cumplan con los requerimientos técnicos.

7.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

7.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

7.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

Los recursos necesarios para proveer el SC de EDAC por Subfrecuencia en las zonas Norte Grande, Atacama y Concepción, acorde al esquema especificado en el punto 5.3.1.1, fueron licitados por el Coordinador durante el primer semestre 2021. En las otras zonas que no se determinaron condiciones de competencia, dicho SC se materializará a través de Instrucción Directa.

El 24 de agosto de 2021 se llevó a cabo el proceso de apertura de las ofertas, el cual concluyó con la declaración desierta del proceso al no haber recibido ofertas³⁶, por lo que su prestación seguirá materializándose a través de instrucción directa.

Mientras se realizan instrucciones directas y el nuevo esquema se encuentre operativo, se considerarán como prestadores de este SC, las instalaciones que actualmente tienen habilitado el EDAC por Subfrecuencia.

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

7.3.1.2 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.

³⁶ Esto fue comunicado mediante carta DE 04238-21 del 26 de agosto de 2021, disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/licitacion-edac/2021-licitacion-edac/>

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

Los modos de operación son los siguientes:

I. Modo SEN – Centro Sur (MS)

El modo operación SEN – Centro Sur se habilita cuando el interruptor 52B1 en S/E Constitución se encuentra cerrado, lo que implica que dicha subestación esté conectada al SI mediante la línea Constitución – San Javier. Los escalones de frecuencia que rigen para este modo de operación se muestran en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1 Modo de operación SEN – Centro Sur (MS)

Condición 52B1 Cerrado	Etapas EDAC		Ajustes Frecuencia	
	Alimentador	Interruptor	Umbral	Gradiente
			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 tele protección) 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 7.2. 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 7.2 Modo de operación en ISLA

Escalón	Etapas EDAC		Ajustes Frecuencia	
	Alimentador	Interruptor	Umbral	Gradiente
			[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 7.3 se presentan las cargas actualmente comprometidas para participar en el esquema. Los tiempos de operación son los establecidos en la NTSyCS.

Tabla 7.3 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

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

7.3.1.3 EDAC asociado a los Planes de Defensa contra Contingencias Extremas

El PDCE de la Zona Norte del SEN incluye un esquema EDAC como uno de los recursos que serán utilizados ante su activación. En la Tabla 7.4 se presenta este esquema, el cual comenzó a ser implementado durante el segundo semestre de 2021³⁷.

Adicionalmente, para el correcto control de estas contingencias, se requieren los montos definidos en la Tabla 7.3 previa.

³⁷ Comunicado mediante carta DE01419-21.

Tabla 7.4 EDAC PDCE Zona Norte propuesto

Escalón CEx	Tasa de Caída de Frecuencia [Hz/s]	Supervisión de Frecuencia [Hz]	Coordinado	Subestación	EDAC Existente ³⁸ [MW]	EDAC Adicional ³⁹ [MW]
I	-0,9	49,5	Minera Escondida Ltda.	Domeyko 1 (Laguna Seca)	18	73
			Corporación Nacional del Cobre	MMH	13	49
			Minera Spence S.A.	Spence	7	9
			Sociedad Contractual Minera El Abra	El Abra	7	9
			Minera Centinela	Esperanza	13	16
			Minera Antucoya	Minera Antucoya		5
			Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	Collahuasi (Barra 1)		19
			Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda		14
			Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	El Loa Nueva Victoria		9
			Compañía Minera Zaldívar SpA			9
			Compañía General de Electricidad S.A.			23
			II	-1,8	49,5	Minera Escondida Ltda.
Corporación Nacional del Cobre	Chuquicamata km-6 10A	13				33
Minera Spence S.A.						6
Sociedad Contractual Minera El Abra						6
Minera Centinela						11
Minera Antucoya	Minera Antucoya	4				3
Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	Collahuasi (Barra 1)	16				13
Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda	12				10
Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	El Loa Nueva Victoria	8				6
Compañía Minera Zaldívar SpA	Zaldívar					6
Compañía General de Electricidad S.A.						16
III	-0,9	49,5				Minera Escondida Ltda.
			Corporación Nacional del Cobre	Gaby	14	15
			Minera Spence S.A.			3
			Sociedad Contractual Minera El Abra			3
			Minera Centinela			5
			Minera Antucoya			2
			Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM			6
			Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda		4
			Sociedad Química y Minera de Chile S.A.			3
			Compañía Minera Zaldívar SpA	Zaldívar	8	3
			Compañía General de Electricidad S.A.			7
			Total			

³⁸ Esta columna indica el monto de carga que se deberá desconectar en la S/E señalada, el cual ya pertenece al EDAC por baja frecuencia convencional. Este debe agregar un nuevo ajuste, de manera que el desprendimiento de carga se realice cuando se den las condiciones correspondientes a su ajuste actual o cuando se alcance el ajuste del respectivo escalón del EDAC por Contingencia Extrema de esta tabla.

³⁹ Esta carga a la fecha de emisión de carta DE01419-21 no está vinculada a ningún EDAC existente. El Coordinado puede seleccionar la carga adicional a desprender desde los consumos que estime conveniente. Se requiere que el monto de carga a desprender [MW] indicado en esta columna esté disponible en todo momento.

7.3.1.4 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.

7.3.2 DESCONEJÓN DE GENERACIÓN

7.3.2.1 EDAG por Contingencia Específica

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

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

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

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

Este automatismo será instruido a un grupo de generadores y consistirá en la instalación de una protección de sobrefrecuencia, tal como se muestra en la Tabla 7.5:

Tabla 7.5 EDAG Zona Norte Fase 0

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

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

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

c) PDCE Zona Norte:

Este PDCE contempla la implementación de dos esquemas EDAG de acuerdo con lo indicado a continuación.

El automatismo asociado al EDAG por Contingencia Extrema en las unidades de la Zona Norte, deberá asignar de forma dinámica los escalones de desprendimiento para completar los montos de la Tabla 7.6.

Tabla 7.6 Escalones y montos de desprendimiento asociados al EDAGxCEX Zona Norte

Escalón	Ajuste de frecuencia	Potencia Gen. Objetivo [MW]
I	51.3 [Hz]	250
II	51.4 [Hz]	277
III	51.5 [Hz]	250
IV	51.6 [Hz]	340
V	51.8 [Hz]	375
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 Zona Norte son las presentadas en la Tabla 7.7.

Tabla 7.7 Unidades para integrar el EDAGxCEX Zona Norte

Unidad/Central/Parque	
Angamos U1	Cerro Pabellón
Angamos U2	Finis Terrae
CC Kelar	FV Bolero
Cochrane U1	Huatacondo
Cochrane U2	La Huayca II
CTA	María Elena
CTH	PFV Granja Solar
CTM3 –TG	PAS2
CTM3 – TV	PAS3
IEM	PE Sierra Gorda
NTO1	Solar Jama
NTO2	Uribe Solar
U16	Valle de los Vientos
Cerro Dominador PV	PE Calama
Cerro Dominador CSP	PFV Capricornio

Para la Zona Centro sur, se deben disponer para el EDAG los montos de generación por escalón presentados en la Tabla 7.8.

Tabla 7.8 Escalones para el EDAG propuesto

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

Estos montos deben ser conformados por las unidades de la Tabla 7.9 y Tabla 7.10 utilizando el equipamiento de la Fase 1 del PDCE, para estos efectos, debe ser modificada su lógica e implementar canales de comunicación para obtener el estado de las unidades que actualmente no están enlazadas.

Tabla 7.9 EDAG Zona SEN – Centro Sur. Unidades que participan en un escalón fijo mediante relés de frecuencia

Unidad/Parque	Potencia Nominal [MW]	Escalón	Máximo P. Escalón (Ajuste Fijo) [MW]	Potencia Objetivo Escalón [MW]	Potencia a completar en Charrúa ⁴⁰ [MW]
PE Aurora	129	I	506.96	500	0 - 500
PE Cuel	33				
PE San Pedro	36				
PE San Pedro II	65				
Santiago Solar	92.73				
Rapel x2	151.2	II	226.8	500	273.2 - 500
Rapel x3	226.8				
Nehuenco TV I	112.8	III	250.8	500	249.2 - 500
San Isidro TV (1 o 2)	139				
Nueva Ventanas	267	IV	267	400	133 - 400

Tabla 7.10 EDAG Zona SEN – Centro Sur que actualmente se encuentran integradas a la Fase 2 del PDCE

Bloque/Central	Unidad	Potencia Nom de cada unidad [MW]	Potencia Bloque [MW]	Punto Apertura
Bloque Abanico	Abanico x 4	21	84	Charrúa
Bloque Rucúe	Rucúe U1 y U2	89	379	Charrúa
	Mampil U1 y U2	24.5		Charrúa
	Peuchén U1 y U2	40		Charrúa
	Quilleco U1 y U2	36		Charrúa
C. Antuco	Antuco U1	152	152	Antuco
C. Antuco	Antuco U2	152	152	Antuco
C. El Toro	El Toro U1	110	110	El Toro
C. El Toro	El Toro U2	110	110	El Toro
C. El Toro	El Toro U3	110	110	El Toro
C. El Toro	El Toro U4	110	110	El Toro
Bloque Ralco	Ralco U1 y U2	382	795	Charrúa
	Palmucho	31.3		Charrúa
Bloque Yungay	Yungay TG x 3	60	218	Charrúa
	Yungay TG4	38		Charrúa
C. Los Pinos	Los Pinos	111	111	Charrúa
C. Santa Lidia	Santa Lidia	120	120	Charrúa
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

⁴⁰ 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.

7.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

7.3.3.1 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.

7.3.3.2 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

Actualmente se está implementando el PDCE Zona Norte, asociado a la pérdida de cualquiera de los dos circuitos del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre. Para cumplir con lo anterior se describen los recursos requeridos en la sección 9.3.

En este PDCE, se utiliza el *Recurso de Control de Estabilidad, Control de Sobrecarga y Control de Sobretensiones* definido en la sección 5.2.3 del Plan de Defensa Contra Contingencias vigente⁴¹. Este recurso permite la separación del sistema en dos islas y la apertura de elementos para el control de la estabilidad, sobrecargas y sobretensiones producida por la pérdida de cualquiera de los tramos de 500kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre.

⁴¹ Disponible: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/11/2020.11.17-Informe-Final-PDCEyC.pdf>

7.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

En el ANEXO J 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.

8 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 NTSSCC⁴².

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.

8.1 CONTROL DE FRECUENCIA

8.1.1 PROYECTO CRF: BATERÍAS 52 [MW]

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

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

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

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

El Coordinado plantea el uso de los BESS en la prestación del SC de CRF, a partir de enero de 2023. La necesidad de CRF planteada por el Coordinado se basa en los Estudios de SSCC realizados por el Coordinador en el año 2020, indicando que el uso de CRF implicaría en una reducción del costo de operación del sistema.

b) Pronunciamiento Coordinador Eléctrico Nacional

De los estudios realizados por el Coordinador, destinados a cuantificar el requerimiento técnico para el CRF no se establecieron requerimientos sistémicos de este servicio para el año 2023. En consecuencia, la propuesta presentada por AES Andes S.A. no será considerada.

⁴² Todas las propuestas recibidas y consideradas por el Coordinador para la elaboración de este Informe pueden ser descargadas del sitio web del Coordinador, en el siguiente enlace: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/ano-2022/proyectos-y-propuestas-a-informe-sscc-2022/>

8.1.2 PROYECTO DE GENERACIÓN LOCAL PARA LA ZONA DE CHAÑARAL

a) Descripción y Justificación de la Propuesta

Transec S.A. ha presentado una propuesta para dotar de generación local la ciudad de Chañaral, región de Antofagasta, a partir de un grupo electrógeno de 7 [MW] diseñados para operar bajo una configuración N-1 en condición de isla y como respaldo ante una falla en la red eléctrica local. El proyecto considera, además, transformadores elevadores de 0,4/23 kV para realizar la entrega de energía en el valor de tensión requerido por el sistema. El proyecto se ubicaría en las inmediaciones de la subestación Chañaral.

El Coordinado fundamenta su proyecto debido a que las localidades de El Salado y Chañaral se abastecen de energía eléctrica por medio de una única línea de 110 kV, que parte desde la subestación Diego de Almagro y que llega a la subestación El Salado, y a partir de allí, de una línea energizada en 23 kV que alimenta la ciudad de Chañaral, e indica que estas líneas han estado expuestas a continuos eventos climáticos, principalmente aluviones, que dejan a las comunidades aledañas sin servicio eléctrico.

También argumenta que el proyecto presentado califica como servicio complementario según lo indicado en el capítulo 3, Artículo 6 del Reglamento de Servicios Complementarios.

“El Coordinador, a través de los Servicios Complementarios, deberá preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar la operación más económica y de calidad para el conjunto de las instalaciones del referido sistema, en conformidad a la normativa vigente”.

La propuesta señala, además, que la fecha estimada de implementación del proyecto es de 12 meses desde la aprobación de la DIA⁴³ y desde que el terreno se encuentre preparado.

b) Pronunciamiento del Coordinador Eléctrico Nacional

Este proyecto no se enmarca en los SSCC definidos actualmente por lo que no es posible implementarlo por esta vía.

Dado lo anterior, se necesita que esta solución pueda ser resuelta con las reglas y normas vigentes, en concordancia con el análisis de la CNE y el Dictamen N°7 – 2021, junto con los mecanismos que disponga la empresa concesionaria de distribución correspondiente.

⁴³ Declaración de impacto ambiental

9 INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA

9.1 CONTROL DE FRECUENCIA

Se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema para CPF, CSF y CTF, 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 2023.

Respecto a la Carga Interrumpible, los requerimientos especificados en el punto 5.1.4, serán licitados por el Coordinador a partir de enero de 2023.

9.2 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.

9.2.1 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.

9.2.2 ZONA NORTE CHICO

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (años 2022-2024).

9.2.3 ZONA CENTRO

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (años 2022-2024).

9.2.4 ZONA CENTRO SUR

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (años 2022-2024).

9.2.5 ZONA SUR

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (años 2022-2024).

9.2.6 ZONA NORTE GRANDE Y NORTE CHICO

Se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema no son suficientes para cumplir con los requerimientos de control dinámico asociado a condensadores sincrónicos u otras tecnologías que cumplan con los requerimientos técnicos para el año 2025, por lo que se iniciará un proceso licitatorio para proveer

este servicio. Se espera que la habilitación de estos recursos tendrá su entrada en operación a partir del segundo semestre del año 2025.

La vida útil del nuevo equipamiento que deba ser instalado para prestar el SC de control de tensión en su cualidad de provisión potencia de cortocircuito será de 25 años.

9.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

9.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

Para la prestación de este SC, durante el año 2021 se llevó a cabo una licitación con el fin de implementar el esquema EDAC de Subfrecuencia que se propone en el “Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga”⁴⁴ en las zonas de Norte Grande, Atacama y Concepción. La licitación resultó desierta y el SC se está materializando a través de Instrucción Directa.

Al respecto, se espera que la implementación de dicho EDAC finalice durante el segundo semestre del año 2022.

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

Tabla 9.1 EDAC asociado a PDCE propuesto

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

9.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

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

⁴⁴ Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-edac/2020-estudio-de-edac/>

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 9.2 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 9.3 Unidades para integrar el EDAGxCEX Zona Norte

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

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

Tabla 9.4 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 9.5 y Tabla 9.6 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 9.5 EDAG Zona Centro - Sur Unidades que participan en un escalón fijo mediante relés de frecuencia

Unidad/Parque	Potencia Nominal [MW]	Escalón	Máximo P. Escalón (Ajuste Fijo) [MW]	Potencia Objetivo Escalón [MW]	Potencia a completar en Charrúa ⁴⁵ [MW]
PE Aurora	129	I	506.96	500	0 - 500
PE Cuel	33				
PE San Pedro	36				
PE San Pedro II	65				
Santiago Solar	92.73				
Rapel x2	151.2	II	226.8	500	273.2 - 500
Rapel x3	226.8				
Nehuenco TV I	112.8	III	250.8	500	249.2 - 500
San Isidro TV (1 o 2)	139				
Nueva Ventanas	267	IV	267	400	133 - 400

Tabla 9.6 EDAG Zona Centro - Sur que actualmente se encuentran integradas a la Fase 2 del PDC

Bloque/Central	Unidad	P Nom [MW]	P Bloque [MW]	Punto Apertura
Bloque Abanico	Abanico x 4	21	84	Charrúa
Bloque Rucúe	Rucúe U1 y U2	89	379	Charrúa
	Mampil U1 y U2	24,5		Charrúa
	Peuchén U1 y U2	40		Charrúa
	Quilleco U1 y U2	36		Charrúa
C. Antuco	Antuco U1	152	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

⁴⁵ 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.

Bloque/Central	Unidad	P Nom [MW]	P Bloque [MW]	Punto Apertura
Bloque Laja	Antuco U1 y U2	152	1198	Charrúa
	El Toro x 4	110		Charrúa
	Pangue U1 y U2	227		Charrúa

9.3.3 PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS (PDCE)

Actualmente se está implementando un PDCE:

1) PDCE de la Zona Norte, de acuerdo con lo dispuesto en el “*Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN*”, de fecha abril de 2019, y lo requerido en los Anexos a las instrucciones de implantación emanadas por el Coordinador, que se indican a continuación:

- DE00168-20 y su anexo “Implementación de Esquema de Desconexión Automática de Generación por Contingencia Extrema en el Norte Grande del SEN”.
- DE00170-20 y su anexo “Requerimientos Mínimos para la Implementación del Plan de Defensa por Contingencias Extremas”.
- DE00171-20, su anexo “Requerimientos Mínimos para la implementación del EDAG de la zona Centro-Sur para el PDCE de la Zona norte” y adenda del 15 de abril de 2020.
- DE00172-20, su anexo “EDACxCEx por Coordinado” y reevaluación del EDACxCEx de la Zona Norte Grande.

El estado de los proyectos antes descritos cuenta con el siguiente avance:

- Implementación de Esquema de Desconexión Automática de Generación por Contingencia Extrema en el Norte Grande del SEN, la empresa ENGIE está realizando el proceso de implementación y se encuentra actualmente en etapa de adjudicación y cierre del proceso.
- Requerimientos Mínimos para la Implementación del Plan de Defensa por Contingencias Extremas, este proceso está siendo llevado por 3 empresas, InterChile, Transelec y Engie, actualmente se encuentran iniciando el proceso de licitación para la implementación.
- Requerimientos Mínimos para la implementación del EDAG de la zona Centro-Sur para el PDCE de la Zona norte, la empresa Transelec se encuentra implementando este proceso el que actualmente con ensayos en fabrica, FAT, terminados, preparando los ensayos en sitio, SAT.
- EDACxCEx por Coordinado, se está trabajando con cada coordinado al respecto de su implementación.

En complemento, asociado a la falla de severidad 6 en la línea de doble circuito 500 kV Polpaico-Lo Aguirre⁴⁶, se presentan los recursos que se están implementando:

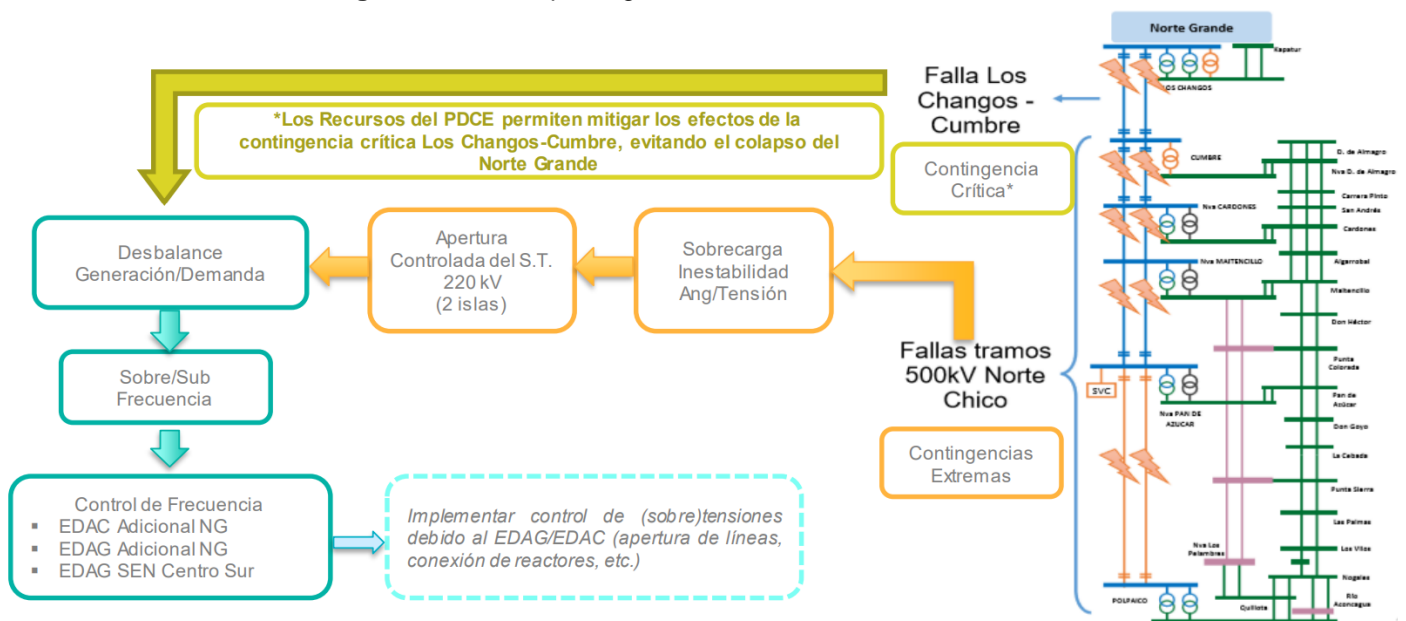
a) Separación del Sistema y Acciones Complementarias: para atender las condiciones de inestabilidad sistémica derivada de la falla de severidad 6 en un tramo de 500 kV del Norte Chico, se deberá implementar un control automático de separación del sistema mediante la apertura de líneas 2x500 kV o, de líneas 2x220 kV y 110 kV que están en paralelo al sistema de 2x500 kV afectado por la falla. Esta separación del sistema deberá ir acompañada de otras acciones complementarias automáticas para su correcto funcionamiento (puenteo de la compensación serie, bloqueo del Sistema Integral de Control de Transferencias del Norte Chico, etc.). Dicho automatismo puede ser implementado mediante acciones de control con un sistema del tipo WAMPAC.

⁴⁶ De acuerdo a comunicación DE00499-21 emitida por el Coordinador el 04 de febrero de 2021.

- 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 9-1 se presenta esquemáticamente el PDCE de la Zona Norte del SEN.

Figura 9-1: Descripción general del PDCE Zona Norte del SEN



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

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

9.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

9.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA

De acuerdo con lo indicado en el *Estudio del PRS* elaborado por el Coordinador el año 2022⁴⁷, se instruyó la provisión del SC de partida autónoma a la Central Termopacífico, propiedad de GENPAC, con el fin de proveer de SS/AA a la central Cardones para su partida, sincronización y posterior regulación de frecuencia en el área de Cardones, la que actualmente se encuentra en proceso de implementación. Los plazos para esto se especifican en el punto 10.4.

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

9.4.2 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 2023.

9.4.3 EQUIPAMIENTO DE VINCULACIÓN

De acuerdo con lo indicado en el *Estudio del PRS* elaborado por el Coordinador el año 2022, se instruyó la verificación de equipamiento de vinculación de los interruptores de ambos extremos de la línea 500 KV Changos – Cumbre (S/E Changos K5 y K8 y S/E Cumbre K2 y K5).

De igual forma, se encuentra en proceso de implementación, con Interchile S.A., de relés de mando sincronizado para el cierre y apertura por cero de los interruptores en 220 kV y 500 kV, asociados a los autotransformadores N°1 y N°2 en las Subestaciones Nueva Cardones, Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar.

Los plazos para la implementación de estas instalaciones se especifican en el punto 10.4.

⁴⁷ Esta instrucción se hizo por primera vez en el PRS del año 2020. El Estudio PRS vigente puede ser descargado desde el sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-recuperacion-de-servicio/2022-plan-de-recuperacion-de-servicio/>

10 CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS

Considerando lo indicado en las secciones 7 y 9 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.

10.1 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 G, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2023.

Las nuevas instalaciones deberán realizar el proceso de verificación en los plazos que fije el Coordinador en el Calendario respectivo, mientras que las que ya se encuentran prestando el servicio deberán cumplir con calendario de verificación publicado por el Coordinador.

Respecto a las instalaciones que prestarán el SC de Cargas Interrumpibles, según se indica en 7.1.4, se llevará a cabo una licitación del servicio a partir de enero de 2023, con el fin de que se encuentre adjudicado en el mes de mayo de 2023.

10.2 CONTROL DE TENSIÓN

Según se indica en la sección 9.2.1, 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 H, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2023.

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

En lo que respecta a las instalaciones necesarias para la provisión de Control de Tensión en su requerimiento de potencia de cortocircuito, la respectiva licitación se realizaría durante el año 2023.

10.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

10.3.1 EDAC POR SUBFRECUENCIA

Según se indica en la sección 9.3.1, como resultado del “Estudio EDAC”, se ha propuesto un Esquema EDAC homogéneo para el SEN. Para su implementación, el Coordinador realizó una licitación durante el año 2021 en las zonas Norte Grande, Atacama y Concepción, la cual resultó desierta.

Por esta razón en todas las zonas del SEN, este SC se ha materializado a través de Instrucción Directa, y su implementación comenzó durante el segundo semestre de 2021. Se espera que la implementación finalice el segundo semestre del año 2022.

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

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

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

b) Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

Según se indica en la sección 9.3, 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 9.1
- EDAG por Contingencia Específica acorde a lo indicado en la Tabla 9.2 y Tabla 9.3

- Diversos recursos asociados a la implementación de automatismos según se describe en la sección 9.3.3.

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 año 2023.

10.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

10.4.1 AISLAMIENTO RÁPIDO

Se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos del PRS asociados a la subcategoría de Aislamiento Rápido.

Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios, acorde a lo indicado en el ANEXO J, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2023.

10.4.2 PARTIDA AUTÓNOMA

Según se indica en la sección 9.4.1, la subcategoría de PA, la Central Termopacífico comenzó su proceso de implementación.

Al respecto, durante los meses de abril y mayo del año 2022 se realizaron reuniones con Genpac S.A. e Inkia S.A., para revisar los alcances de las propuestas de solución diseñadas, a fin de dar cumplimiento a la instrucción de partida autónoma de central Termopacífico y la sincronización de Central Cardones al SEN.

Adicionalmente, se solicitó a los Coordinados complementar los estudios y cronogramas de trabajo informados considerando los requerimientos técnicos establecidos durante las reuniones de trabajo realizadas para lograr el objetivo de disponer de una alternativa de recuperación del servicio en el área de Cardones, ante la indisponibilidad de central Huasco.

Finalmente, Genpac S.A. en carta GP-2022-006, de fecha 28 de junio del 2022, informa cronograma de trabajo, con fecha de término de actividades durante el mes de octubre del año 2022 e Inkia S.A., en carta GC 0008/22, de fecha 31 de agosto de 2022, envía actualización del cronograma de trabajo con fecha de término de actividades durante el mes de enero del año 2023.

En el caso de la PA de Termopacífico, esta deberá ser verificada una vez que se encuentre implementada.

Respecto a las otras instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios, acorde a lo indicado en el ANEXO J, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2023.

10.4.3 EQUIPOS DE VINCULACIÓN

En relación a la implementación por parte de Interchile S.A., de relés de mando sincronizado para el cierre y apertura por cero de los interruptores en 220 kV y 500 kV en las Subestaciones Nueva Cardones, Nueva Maintencillo y Nueva Pan de Azúcar, se estima que estarán operativos durante el cuarto trimestre de 2022 los asociados a los autotransformadores N°2 y el segundo trimestre del año 2023, los asociados a los autotransformadores N°1.

En el caso de los equipos que se encuentra implementando Interchile, estos deberán ser verificados una vez que se encuentre implementados. Respecto a las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios, acorde a lo indicado en el ANEXO J, comenzarán su respectiva prestación a partir del 1 de enero de 2023.

11 ANEXOS

ANEXO A. Avances en Control Dinámico de Tensión en Centrales ERV

En conformidad con la definición del Control Dinámico de Tensión para parques eólicos y fotovoltaicos, presentada en la sección 4.2, numeral b del Informe de Servicios Complementarios, el presente anexo realiza un análisis del estado actual de este servicio complementario, considerando los siguientes aspectos:

1. Necesidades técnicas en el SEN para el horizonte 2022-2024⁴⁸.
2. Revisión de las exigencias de diseño para parques ERV

El objetivo de este anexo es sentar las bases para asegurar la continuidad de suministro en cualquier ACT en el que se determine necesario utilizar instalaciones de generación basadas en convertidores para soporte dinámico a la tensión de alguna barra de una S/E del ACT. Cabe destacar que en función de cómo se modifiquen las exigencias y requerimientos de CT a los parques ERV, se deberá complementar el Instructivo de Verificación de Control de Tensión vigente⁴⁹ para verificar de manera acorde instalaciones que deban ser llamadas a la prestación de este servicio. Considerando lo planteado, el Coordinador realizó una revisión de la experiencia internacional y del estado del arte en relación con esta materia, analizando los requerimientos técnicos de distintos países con respecto al control de tensión/potencia reactiva de centrales ERV basadas en convertidores, en particular solares y eólicos.

1. Necesidades técnicas en el SEN para el horizonte 2022-2024

En el marco del desarrollo del ISSCC2021, el Coordinador llevó a cabo el *Estudio de Servicios Complementarios para la Operación del SEN 2021-2024* con el consultor Estudios Energéticos Consultores. En este estudio, se realizó un análisis de los requerimientos para el Control de Tensión en el SEN para dos casos: un caso en el que todas las centrales actuales que están equipadas para brindar el servicio complementario tienen su controlador de potencia ajustado en modo PQ, y otro en el que un número reducido de centrales, en función de las capacidades de sus controladores actuales, prestan el servicio en modo PV⁵⁰. Además, este estudio realizó sensibilidades para los parques ERV futuros, verificando la necesidad de que alguno de estos, producto del lugar (ACT) donde se encuentran emplazados, requieran tener por motivos de seguridad de suministro un controlador en modo PV.

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

⁴⁸ Se considera este horizonte dado el alcance del Estudio de SSCC vigente. Disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/estudio-sscc/estudios-sscc-2020/>

⁴⁹ Guía de Verificación de Servicios Complementarios Control de Tensión. Disponible: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/06/2020.06.01-Gu%C3%ADa-de-Verificaci%C3%B3n-Control-de-Tensi%C3%B3n-1.pdf>

⁵⁰ Tener un controlador central de una planta fotovoltaica en modo PV es equivalente a que tenga un control dinámico de tensión, toda vez que un controlador en modo PV tiene como labor controlar la potencia activa y la tensión del punto de interconexión donde se conectan, modulando la potencia reactiva de manera acorde.

- Para el ACT Norte Grande, incluyendo las Sub-ACT Norte-Centro y Sur (Domeyko), se recomendó comenzar a explorar la inclusión de recursos de control de tensión extras en el centro-norte de esta ACT, de modo de corregir efectivamente las sobretensiones del área, provocadas en parte por la inclusión de las nuevas obras de transmisión que están consideradas para el horizonte de estudio, que, si bien mejoran el abastecimiento del área, contribuyen al aumento de perfil de tensiones zonal.
- Para el ACT Norte Chico, incluyendo las Sub-ACT Norte y Centro-Sur, el principal RCT es el SVC Plus Diego de Almagro. Frente a una salida de este equipo, el CER Cardones junto a otros RCT del área presentan una correcta sensibilidad dQ/dQ como reemplazo de este. Se destaca que TER Guacolda tiene un impacto significativo en este reemplazo, y que existe un número importante de centrales ERV en el área de influencia que podrían aportar al control de tensión en el futuro.
- Para el ACT Centro, ACT Centro Sur y ACT Sur, el desempeño dinámico de todas las Sub-ACT son satisfactorios ante las contingencias más críticas identificadas. Para cada Sub-ACT, el consultor presenta el detalle de los requerimientos estáticos, en concordancia con los planes de expansión de la transmisión considerados en el horizonte del estudio, frente a contingencias que generan condiciones operativas indeseadas.

2. Revisión de las exigencias de diseño para centrales ERV

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

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

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

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



- **Tolerancia del rango de tensión de operación:** rango de tensión de conexión en el que debe poder operar el Control Dinámico de Tensión de una instalación de generación ERV conectada mediante un sistema convertidor en un sistema eléctrico. En algunos países, se define en % y es simétrico. No obstante, también existen tolerancias de rango de tensión de operación en otros operadores de red que tienen bandas asimétricas. Esto es producto de que, en algunos puntos de la red, es posible que la tensión apropiada para asegurar el flujo de potencia en estado estacionario esté levemente desviada del valor nominal, permitiendo un rango de control de sobretensión más alto o de subtensión más bajo. Esto es importante considerarlo proyecto a proyecto, dado que independiente de un requerimiento normativo, la tensión de servicio de un nodo relevante en el área de influencia de un recurso de control de tensión ERV podría requerir un rango específico.
- **Lógica del Control:** En el SEN, las centrales ERV operan en modo *prioridad* de potencia activa. Las centrales que actualmente aportan al control de tensión son requeridas por el Coordinador Eléctrico Nacional como Instrucción Directa por parte del centro de control mediante llamado telefónico. Operando en Control Dinámico de Tensión, las centrales deben emplear en la lógica de control una *prioridad* de potencia reactiva. Esto motivado por emular el comportamiento de un AVR de un generador sincrónico. Todos los operadores que tienen implementado un Control Dinámico de Tensión requieren que la lógica del control sea en modo prioridad de potencia reactiva cada vez que existe una falla en la red.
- **Límites de inyección/absorción de Q:** Al poder interactuar con equipos estáticos de compensación reactiva, es relevante establecer límites de inyección y absorción de reactivos para los parques ERV durante operación dinámica en el sistema eléctrico. Los requerimientos actuales son para régimen estático, y en régimen dinámico es importante definir un estándar que dé cuenta de todas las opciones que entrega la versatilidad del control rápido que realizan los convertidores y el control estático que pueden proveer otros equipos con los que se podría coordinar. En ocasiones, puede ser relevante analizar las contribuciones que pueden hacer centrales ERV conectadas en la misma área de influencia común, definiendo requerimientos en conjunto.
- **Desempeño dinámico:** El artículo 3-12 de la NTSyCS establece los requerimientos dinámicos para el sistema de excitación de unidades generadoras sincrónicas del SEN. Se evalúa tiempo de establecimiento, tiempo de crecimiento, sobreoscilación, error de estado estacionario, y gradiente de

crecimiento de la tensión de campo. En un sistema de generación basado en convertidores, se debe evaluar de manera acorde la respuesta dinámica de la central ERV. Estos requerimientos deben estar definidos para la respuesta lenta y la respuesta rápida, con sus respectivas exigencias.

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

ANEXO B. 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 definido⁵¹.

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”⁵². 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 rentable⁵³ y en general en distintos mercados se ha buscado aproximar la existencia de poder de mercado por medio de la aplicación tanto de índices (Market Share, HHI, Residual Supply Index u otros) como de modelos de comportamiento estratégico.

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

I. Índices Estáticos

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

⁵¹ 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/>.

⁵² Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10

⁵³ “Market power is a crucial concept in the economics of competition law. It refers to the ability of a firm to raise price above some competitive level – the benchmark price – in a profitable way..” Motta (2004), Competition Policy: Theory and Practice. Cambridge: Cambridge University Press, Chapter 2: Market Power and welfare: Introduction, p.40.

a) Market Share

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

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

donde c_i representa la capacidad de la empresa i .

b) Herfindahl-Hirschman Index (HHI)

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

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

donde MS_i es el market share de la empresa i .

c) Pivotal Supplier Indicator (PSI)

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

d) Residual Supply Index (RSI⁵⁴)

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:

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

⁵⁴ El RSI fue desarrollado por Anjali Sheffrin para el California Independent System Operator (CAISO), y fue presentado en un workshop de monitoreo de mercado de la FERC (FERC Market Monitoring Workshop) en el año 2002. Presentación disponible en https://www.caiso.com/Documents/PredictingMarketPowerUsingResidualSupplyIndex_AnjaliSheffrin_FERCMarketMonitoringWorkshop_December3-4_2002.pdf.

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

ANEXO C. Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red del SEN

Ver documento adjunto “Resumen de los Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red del SEN”.

ANEXO D. Definición de Requerimientos para la Provisión de Potencia de Cortocircuito en el SEN

El objetivo de los estudios elaborados es establecer los requerimientos de capacidad y ubicación de la infraestructura para mejorar la estabilidad de forma de onda (amplitud y fase) de tensión del SEN, en los nodos que cuentan con un indicador de ESCR insuficiente.

Para el proceso de optimización de los requerimientos se utilizó como referencia la tecnología de condensadores sincrónicos, dado que es una tecnología estándar y eficiente para brindar potencia de cortocircuito (i.e. incrementar la fortaleza de red).

Para lo anterior, se consideró un escenario de demanda alta de día para el año 2025 cuyas principales características en términos de niveles de generación, demanda, inercia y transferencias en el SEN se resumen la Tabla D-1 más abajo.

Sobre estos supuestos, se implementó un algoritmo automático para la optimización de la ubicación y el tamaño de la compensación sincrónica a instalar en los nodos candidatos, tomando como condición de borde que en los nodos monitoreados del sistema de transmisión el índice de fortaleza de red escogido se encuentre por encima de un valor mínimo admisible. Adicionalmente, se realizaron análisis de sensibilidad.

Tabla D-1: Descripción cuantitativa del escenario utilizado para la optimización de la compensación sincrónica para subir el índice de fortaleza de red sobre un umbral mínimo

Parámetro		Escenario 25T1_Caso 0.B [MW]
Generación (MW)	Total	11871
	Térmica	763
	Hidro	4146
	PV	5336
	Eólica	1626
	ERV (% del total)	59%
Inercia (GVAs)	Total	27
	Norte Grande	1.4
	Atacama	3.3
	Coquimbo	≈ 0
Transferencia (MW)	Norte – Centro	1867
	Sur - Centro	860
	Parinas – Cumbre 500 kV	683
	Nva. P. de Azúcar - Polpaico 500 kV	1635
Norte Grande	Generación	3687
	Demanda	3085

En primer lugar, en este escenario y sin ninguna clase de compensación sincrónica, se calcularon los índices de fortaleza de red ESCR en los puntos de interconexión de las centrales ERV de la zona norte del sistema

(nodos monitoreados) y se encontró que la mayor parte de ellos estaban bajo uno, especialmente en torno a 0.4. Estos valores de ESCR se consideran excesivamente bajos y representa un riesgo para la operación estable de las ERV basadas en inversores y de la zona norte del SEN. Como mínimo, el valor de ESCR adoptado, siguiendo el estándar internacional debe ser igual o mayor a 1.5.

A partir de esto, se utilizó el algoritmo de optimización de la ubicación y el aporte adicional de la potencia de cortocircuito, el que se basa en tres criterios:

- i. Se prioriza que los refuerzos del aumento de fortaleza de la red se conecten en subestaciones que se encuentren cercanas eléctricamente a centrales ERV (mayor sensibilidad del ESCR).
- ii. Se busca un óptimo en el aumento de la fortaleza de red para barras de conexión sobre 200 kV que concentren generación ERV al año 2025, alcanzando un valor mínimo de ESCR de 1.5.
- iii. Cuando fuera necesario, se incluye la evaluación del aumento la fortaleza de red en barras de conexión menores a 200 kV que concentren un monto relevante de generación ERV o, en caso contrario, se justificará por qué no se debe considerar.

Así, se plantea el problema matemático, el cual se puede expresar de la siguiente forma:

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N Scc_i \right\} \text{ s. t. } ESCR_j \geq ESCR_{min}, j = 1, \dots, M$$

Como el cálculo es no lineal, se usa el método Simplex para minimizar la función objetivo, tal como se muestra a continuación:

$$f(Scc_1, \dots, Scc_N) = ESCR_{penalty} + \sum_{i=1}^N Scc_i$$

$$ESCR_{penalty} = \begin{cases} 10^6 \times |ESCR_{min} - \min\{ESCR_j\}| & \text{if } \min\{ESCR_j\} < ESCR_{min} \\ 0 & \text{en cualquier otro caso,} \end{cases}$$

para $0 \leq Scc_i \leq Scc_{max}$ y $\forall j | 1 \leq j \leq M$ y $ESCR_j^0 < ESCR_{min}$, donde $ESCR_j^0$ es el ESCR del j -ésimo nodo en el escenario aportes adicionales de potencia de cortocircuito.

El resultado de la optimización obtenida por el Consultor fue el siguiente:

Tabla D-5: Selección final de un subgrupo de barras candidatas resultantes del proceso de optimización

Zona	Barra Candidata	Subconjunto del Caso Óptimo ^j Potencia de CC [MVA]	CCSS equivalente [MVAR]
2	Ana María 220 kV	2774	416
	Nueva Chuquicamata 220 kV	543	82
3	Likanantai 220 kV	1773	266
4	Illapa 220 kV	1728	259

Nota: esta tabla muestra solo el aporte a la potencia de cortocircuito de un **proyecto equivalente** conectado directamente a la barra

Cabe señalar que la cuarta columna de la Tabla C-5 muestra la potencia nominal de un condensador sincrónico conectado en la respectiva barra candidata y que aporta la potencia de cortocircuito en dicha barra con el valor especificado en la tercera columna. Ahora bien, como se indicó anteriormente, esta potencia nominal referencial fue calculada con una impedancia subtransiente de vinculación de 0.15 p.u., valor este que toma en cuenta la reactancia subtransiente de los enrollados del condensador sincrónico y la reactancia de cortocircuito del transformador de poder elevador. Notar que para calcular el valor de la potencia nominal de un condensador sincrónico debe multiplicarse su potencia de cortocircuito en su punto de conexión al sistema por su impedancia de vinculación (en p.u.) al sistema.

Asimismo, se mantuvo el criterio de utilizar la potencia generada (y no la nominal) de cada parque ERV en el cálculo del ESCR, que es, además, lo que se está utilizando actualmente para el monitoreo del ESCR en la operación real.

Finalmente, es importante recalcar que los valores de cortocircuito de la columna 3 de la Tabla C-5 corresponden al aporte de una instalación conectada directamente a la barra respectiva, sin considerar los aportes efectivos que también hacen las instalaciones conectadas en las otras barras candidatas. Por tanto, el requerimiento total para cada barra debe calcularse considerando también los aportes efectivos provenientes de las instalaciones de las otras barras donde se instalarán los nuevos equipos que aportarán a la potencia de cortocircuito. Esto se puede calcular para cada barra mediante la resta entre el nivel de potencia de cortocircuito total para un escenario con los nuevos proyectos (CCSS) conectados versus el mismo escenario, pero sin los nuevos proyectos (CCSS) conectados. Ver siguiente tabla:

Tabla D-6: Requerimientos Totales de Potencia de CC por Barra (considerando aportes cruzados)

Barra Candidata	Potencia de CC Total Escenario con CCSS [MVA] (1)	Potencia de CC Total Escenario sin CCSS [MVA] (2)	Requerimiento Adicional de Potencia de CC Total [MVA] (1)-(2)
Ana María 220 kV	6313	2623	3690
Nueva Chuquicamata 220 kV	2950	1748	1202
Likanantai 220 kV	4480	2087	2393
Illapa 220 kV	4922	2822	2100

ANEXO E. Evaluación Económica Proyecto de Mejora de Fortaleza de la RED en Sistema Transmisión Nacional

A continuación, se presenta el resultado obtenido para la evaluación económica del valor presente de los costos de operación y falla del sistema, para el caso de operación en ausencia y presencia del conjunto de equipamiento que mejorará la fortaleza de la red en el norte, siendo la tasa de descuento aplicada de un 6%.

En base al tipo de proyecto que se busca licitar, se extiende la evaluación hasta el segundo semestre del año 2050, promediando los costos de los últimos 3 años, de esta forma la evaluación es consistente con la vida útil de 25 años estimada para un proyecto de compensación sincrónica.

Tabla E-2: Costos operacionales con y sin proyecto

Año	Suma de Cop S/proyecto [MMUSD]	Suma de Cop C/proyecto [MMUSD]	Reducción de Costos [MMUSD]
2022	2637.2	2637.2	0.0
2023	1932.1	1932.1	0.0
2024	1797.2	1797.2	0.0
2025	1586.4	1551.5	34.9
2026	1492.8	1428.0	64.8
2027	1446.2	1352.7	93.5
2028	1128.6	1029.4	99.2
2029	1004.5	932.0	72.5
2030	775.5	690.8	84.8
2031	738.8	646.9	91.9
2032	726.3	632.3	94.0
2033	727.8	633.9	93.9
2034	643.1	546.9	96.2
2035	597.2	498.1	99.1
2036	633.1	536.1	96.9
2037	453.3	346.8	106.5
2038	509.6	406.2	103.3
2039	564.6	463.1	101.5
2040	534.9	429.0	105.9
2041	575.1	474.8	100.4
2042	558.2	455.6	102.6
2043	558.2	455.6	102.6
2044	558.2	455.6	102.6
2045	558.2	455.6	102.6
2046	558.2	455.6	102.6
2047	558.2	455.6	102.6
2048	558.2	455.6	102.6
2049	558.2	455.6	102.6
2050	279.1	227.8	51.3
VAN	-	-	970.8

El valor de inversión de la alternativa de fortalecer la red mediante condensadores sincrónicos es de USD 255 Millones. En cuanto al costo de operación, mantenimiento y administración, éste se calcula como el 1.6% del valor de inversión de la instalación.

La inversión fue incorporada conforme se indica en la Tabla E-3.

Tabla E-3 Curva para la Inversión

Año	Porcentaje c/r inversión
-3	18%
-2	50%
-1	32%
0	0%

La Tabla E-4 presenta los valores presentes de los costos actualizados de inversión, operación y mantenimiento considerando una tasa de descuento real de 6%, donde el costo anual de operación y mantenimiento equivalen al 1.6% de la inversión.

Tabla E-4 Valor presente de costos de inversión, operación y mantenimiento

Año	Desembolso Curva S [MMUSD]
2022	-46
2023	-127.4
2024	-81.5
2025 - 2049	-4.1
2050	-2
VAN	-269.3

La evaluación económica del proyecto se realiza comparando el valor actual neto (VAN) de los costos de inversión, operación y falla del sistema en la situación con proyecto versus la situación sin proyecto. En la Tabla E-5 se presentan los resultados, donde se aprecia que la alternativa tiene un VAN positivo.

Tabla E-5 Beneficios netos que otorga el proyecto (Millones USD)

Materia	[MMUSD]
Reducción de Costo	970.8
Costos de Inversión y OyM	269.3
Beneficios netos	701.5

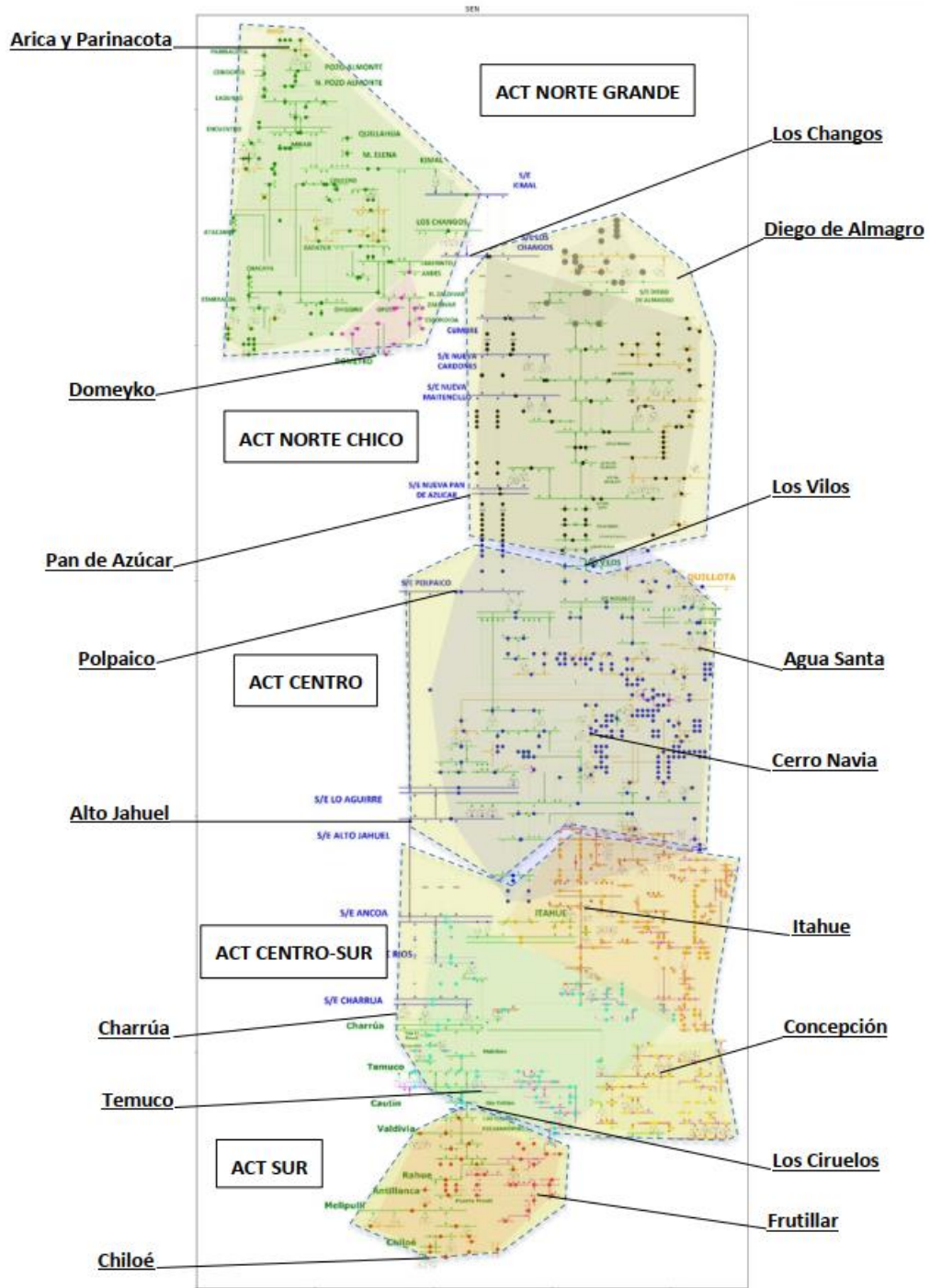
Como conclusión se aprecia que los costos de operación del sistema son más bajos para la operación con proyecto. Luego, al incorporar los valores de AVI y COMA de las instalaciones, la solución alcanza un beneficio neto de 701.5 millones de USD.

Se tiene que, para el escenario evaluado, hay un VAN positivo, es decir, es rentable para el sistema la incorporación de equipos que permitan mejorar la fortaleza de la red. A su vez, en este escenario, donde se incorpora una salida más rápida de las centrales de carbón de la matriz, se puede indicar que el proyecto se

transforma en una herramienta habilitante para la descarbonización, producto de que permite al sistema operar sin éstas y a su vez operar con alta inyección de centrales renovables.

Finalmente, es importante agregar que los estudios de largo plazo indican la necesidad futura de incorporación de equipos que agreguen robustez a la red. A la fecha se ha estudiado este requerimiento al año 2030, no obstante una vez concluido el presente proceso de licitación se reevaluará los requerimientos de esta nueva infraestructura.

ANEXO F. Definición de Áreas de Control de Tensión



ANEXO G. Instalaciones que Participan del SC de Control de Frecuencia

Ver archivo Excel ***Control de frecuencia.xls***

ANEXO H. Instalaciones que Participan del SC de Control de Tensión

Ver archivo Excel ***Control de Tensión.xls***

ANEXO I. Instalaciones que Participan del SC de Control de Contingencia

Ver archivo Excel ***Control de Contingencias.xls***

ANEXO J. Instalaciones que Participan del SC de Plan de Recuperación de Servicio

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