

INFORME DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS AÑO 2020

Noviembre 2019



CONTENIDO

1.	ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	5
1.1	Abreviaturas	5
1.2	Definiciones	6
2.	INTRODUCCIÓN	9
3.	DEFINICIÓN DE SERVICIOS	11
3.1	Control de Frecuencia	12
3.1.1	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	12
3.1.2	Control Primario de Frecuencia (CPF)	13
3.1.3	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	15
3.1.4	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	16
3.1.5	Cargas Interrumpibles (CI)	16
3.2	Control de Tensión	16
3.3	Control de Contingencias	18
3.3.1	Desconexión de Carga	18
3.3.2	Desconexión de Generación	20
3.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias	20
3.4	Plan de Recuperación de Servicios	21
3.4.1	Partida Autónoma (PA)	21
3.4.2	Aislamiento Rápido (AR)	21
3.4.3	Equipos de Vinculación (EV)	22
4.	IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS	23
4.1	Control de Frecuencia	23
4.1.1	Control Primario de Frecuencia	24
4.1.2	Control Secundario de Frecuencia	24
4.1.3	Control Terciario de Frecuencia	25
4.1.4	Resumen Requerimientos CF	26
4.2	Control de Tensión	26
4.3	Control de Contingencias	28
4.3.1	Desconexión de Carga	28
4.3.2	Desconexión de Generación	29
4.3.3	Plan de Defensa Contra Contingencias	29
4.4	Plan de Recuperación de Servicio	30
4.5	Resumen SSCC Año 2020	30
5.	ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA EN LA PROVISIÓN DE SSCC	32
5.1	Antecedentes Generales	32
5.2	Control de Frecuencia	34
5.2.1	Control Primario de Frecuencia	34
5.2.2	Control Secundario de Frecuencia	36
5.2.3	Control Terciario de Frecuencia	38
5.3	Control de Tensión	41
5.4	Control de Contingencias	45
5.4.1	Desconexión de Carga	45

5.4.2	Desconexión de Generación	46
5.4.3	Plan de Defensa contra Contingencias	46
5.5	Plan de Recuperación de Servicio	46
5.6	Resumen Mecanismos de Materialización SSCC Año 2020	47
<hr/>		
6.	INSTALACIONES PRESTADORAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	48
6.1	Control de Frecuencia	48
6.1.1	Control Primario de Frecuencia (CPF)	48
6.1.2	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	49
6.1.3	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	49
6.2	Control de Tensión	51
6.3	Control de Contingencias	51
6.3.1	Desconexión de Carga	51
6.3.2	Desconexión de Generación	55
6.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias	56
6.4	Plan de Recuperación de Servicios	57
<hr/>		
7.	INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA	58
7.1	Control de Frecuencia	58
7.2	Control de Tensión	58
7.2.1	Zona Norte Grande	58
7.2.2	Zona Norte chico	58
7.2.3	Zona Centro	58
7.2.4	Zona Centro Sur	58
7.2.5	Zona Sur	58
7.3	Control de Contingencias	58
7.3.1	Desconexión de Carga	58
7.3.2	Desconexión de Generación	59
7.3.3	Planes de Defensa contra Contingencias	60
7.4	Plan de Recuperación de Servicios	61
7.4.1	Partida Autónoma	61
7.4.2	Aislamiento Rápido	61
7.4.3	Equipamiento de Vinculación	61
<hr/>		
8.	CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS	62
8.1	Control de Frecuencia	62
8.2	Control de Tensión	62
8.3	Control de Contingencias	62
8.3.1	EDAC por Subfrecuencia	62
8.3.2	Plan de Defensa contra Contingencias	62
8.4	Plan de recuperación de servicio	63
<hr/>		
ANEXO 1.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UTILIZACIÓN DE BESS EN EL SEN – AÑO 2020	64
<hr/>		
ANEXO 2.	ANÁLISIS TÉCNICO DEL REQUERIMIENTO DE CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA	72
<hr/>		
ANEXO 3.	METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA	75

ANEXO 4. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE FRECUENCIA	80
ANEXO 5. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE TENSIÓN	80
ANEXO 6. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE CONTINGENCIA	80
ANEXO 7. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO	80

1. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

1.1 ABREVIATURAS

AGC	: Control Automático de Generación
AR	: Aislamiento Rápido
CI	: Cargas Interrumpibles
CC	: Centro de Control
CDC	: Centro de Despacho y Control
CF	: Control de Frecuencia
CPF	: Control Primario de Frecuencia
CRF	: Control Rápido de Frecuencia
CSF	: Control Secundario de Frecuencia
CT	: Control de Tensión
CTF	: Control Terciario de Frecuencia
DMC	: Desconexión Manual de Carga
ECEA	: Equipo de Compensación de Energía Activa
EDAC	: Esquema de Desconexión Automática de Carga
EDAG	: Esquema de Desconexión Automática de Generación
ERAG	: Esquema de Reducción Automática de Generación
EV	: Equipamiento de Vinculación
HHI:	: Hirschman-Herfindhal Index
ISSCC	: Informe de Servicios Complementarios
LGSE	: Ley General de Servicios Eléctricos
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°801 del 18 de diciembre de 2018, que aprueba el Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
RG	: Reserva en Giro
RPPMT	: Rentas pivotales de poder de mercado totales
RPT	: Rentas pivotales totales
RSI	: Residual supply index
RTU	: Remote Terminal Unit

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

1.2 DEFINICIONES

1. **Apagón parcial:** Desmembramiento del SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor al 10% y menor al 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.
2. **Apagón total:** Desmembramiento incontrolado del SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor o igual a un 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.
3. **Cliente Libre:** Usuario final no sometido a regulación de precios.
4. **Cliente Regulado:** Usuario sometido a regulación de precios de acuerdo con lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
5. **Contingencia Crítica:** Falla 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 Parcial.

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

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

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

7. **Control Conjunto:** sistema de control cuya función es mantener la tensión en una barra de alta tensión en un valor definido, efectuando una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades que se encuentran operando.
8. **Controlador de Carga/Velocidad:** En el caso de una unidad generadora sincrónica es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad detectando desviaciones de la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz. Para una repartición estable de la potencia de unidades que operan en sincronismo, los controladores de carga/velocidad tienen una característica tal que la potencia aumenta cuando disminuye la frecuencia.

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

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

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

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

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

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

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

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

Se distinguen EDAC del tipo:

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

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

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

- 18. Nueva Infraestructura:** Instalaciones del sistema eléctrico destinadas a la prestación de Servicios Complementarios que se interconectan al mismo y materializadas a través de licitaciones de dichos servicios o mediante la instrucción de instalación directa por parte del Coordinador.
- 19. 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.
- 20. 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.
- 21. 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.
- 22. Sistema Eléctrico Nacional:** Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 MW.
- 23. SEN – Norte Grande:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al norte de S/E Los Changos.
- 24. SEN – Centro Sur:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al sur de S/E Los Changos.
- 25. 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.
- 26. 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.
- 27. Usuario o Consumidor Final:** Usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo. Corresponde a un Cliente Libre o a un Cliente Regulado.

2. INTRODUCCIÓN

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

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

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 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (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).
- e) **Apartado de Instalación y/o Adecuación de Infraestructura**, en los casos que de los estudios realizados por el Coordinador se detecte que los recursos técnicos son insuficientes para la prestación de alguno de los SSCC, se licitará o instruirá, dependiendo del mecanismo de provisión del respectivo SC, la instalación de nueva infraestructura, indicando su vida útil y mantenimiento anual eficiente. Por otra parte, el Coordinador también podrá solicitar la adecuación de la infraestructura existente con el fin de que pueda participar en la prestación de algún SC.

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

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

Cabe destacar que, según lo indicado en el Artículo Segundo Transitorio del Reglamento de SSCC, el Coordinador contará con un plazo de 3 años para verificar las capacidades para prestar SSCC de las instalaciones del sistema. Este plazo regirá a contar de la publicación de la NT SSCC por parte de la CNE y la emisión de los documentos asociados a los requerimientos y protocolos para la verificación por parte del Coordinador, lo que se concretará durante el segundo semestre de este año. Durante el mencionado periodo de 3 años, aquellas instalaciones que no cuenten con la verificación del Coordinador se entenderán habilitadas para participar en la prestación de Servicios Complementarios, con los recursos técnicos disponibles informados fundadamente al Coordinador, según la norma técnica vigente.

Finalmente, cabe destacar que este Informe ha sido confeccionado considerando la normativa vigente. Dado lo anterior y que la Norma Técnica de Servicios Complementarios está en desarrollo por parte la autoridad, así como las modificaciones asociadas a la NTSyCS, este Informe será revisado y actualizado una vez que dicha norma entre en vigencia.

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

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

3. 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. Adicionalmente, el Coordinador establece requerimientos adicionales que deberán cumplir los equipamientos para realizar una prestación satisfactoria del SC en el que participen.

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

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

Tabla 3-1 Categorías y subcategorías de SSCC.

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+)
		Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-)
Cargas Interrumpibles (CI)	Cargas Interrumpibles (CI)	
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)
		Desconexión Manual de Carga (DMC)
	Desconexión de Generación	EDAG (EDAG por Sobrefrecuencia y EDAG por Contingencia Específica)
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC)
Planes de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE)		

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

3.1 CONTROL DE FRECUENCIA

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

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

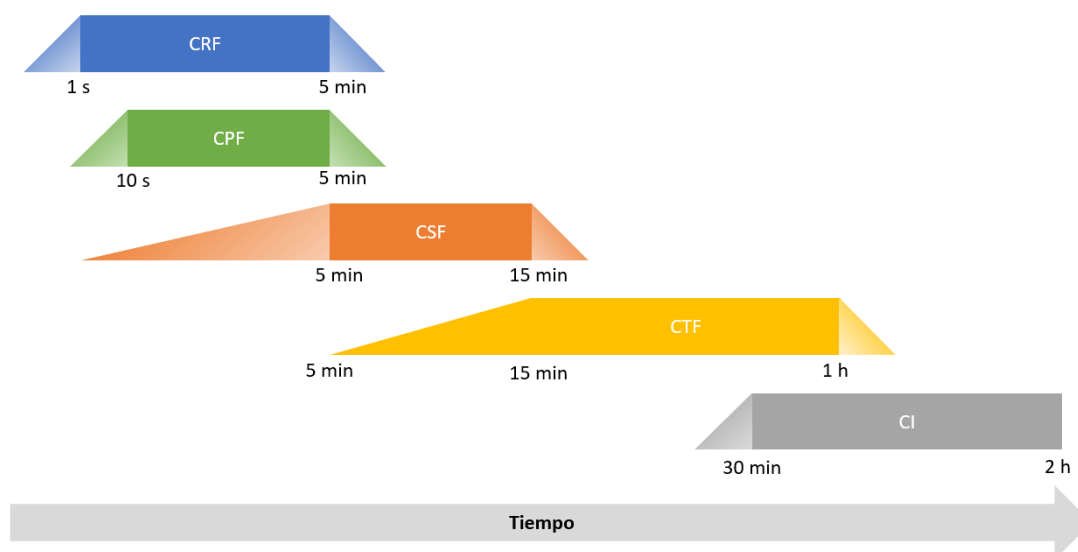


Figura 1. Esquema cadena de reservas.

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

3.1.1 CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)

1) Definición:

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

Las instalaciones que participan del CRF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 1 s, y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 5 min.

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

Considerando las definiciones establecidas por la CNE para la prestación de este servicio, específicamente el aporte del 100% del monto requerido en un lapso de 1 segundo, se ha requerido que el CRF sea un servicio prestado ante contingencias o excursiones de la frecuencia que no respondan a variaciones naturales de la demanda neta del sistema.

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

3.1.2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

1) Definición:

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

El CPF deberá activarse de forma automática frente a desviaciones instantáneas de la frecuencia del sistema eléctrico. Las instalaciones que participen del CPF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 10 s, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 5 min.

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

I. Estado Normal de Operación

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

Considerando lo anterior, y dadas las exigencias de la NTSyCS vigente, es que para la prestación de este servicio solo se considerará la participación de unidades de tipo sincrónica³.

Las unidades que participen de la regulación primaria deberán contar con las características técnicas asociadas al Controlador de Carga/Velocidad, según lo dispuesto en el artículo 3-16 de la NTSyCS. Este controlador deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo. Los rangos de ajustes serán:
 - i. Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%.
 - ii. Otras unidades sincrónicas: de 4% a 8%.
- b) Banda muerta inferior a 0.1% del valor nominal de frecuencia, es decir, $\pm 25\text{mHz}$.

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

- c) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos desde la detección de la sub o sobrefrecuencia hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
- d) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI. Para la operación en isla, las unidades generadoras deberán permitir el cambio de ajustes de parámetros, al menos manualmente, a valores previamente definidos por el Coordinador.
- e) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

II. Operación ante Contingencias

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

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

- 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: $\pm 0.3\text{ Hz}$
 - Umbral de desactivación: entre 0 y $\pm 0.2\text{ Hz}$. La asignación de estos umbrales será definida por el Coordinador para cada equipo.
 - Criterio para carga del equipo: La carga del equipo deberá activarse a una frecuencia mínima de 50.025 Hz y deberá realizarse a una tasa que será definida por el Coordinador. La carga deberá ser desactivada en caso de que la frecuencia salga de la banda $50 \pm 0.025\text{ Hz}$.
- c) Parques eólicos y fotovoltaicos que cumplan con los siguientes requisitos:
 - El retardo inicial del sistema de frecuencia/potencia deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción.
 - Banda muerta de $\pm 200\text{ mHz}$.
 - Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación del parque con carga. El rango de ajuste será entre 4% a 8%.
 - El funcionamiento del controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.

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

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

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

3.1.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

1) Definición:

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

El CSF deberá operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC. Las instalaciones que participen del CSF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 min, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 min.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

- Cumplir con las especificaciones de diseño del AGC, contenidas en los documentos “Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC”, de diciembre de 2015 e “Informe de Diseño Conceptual y Básico del Enlace AGC Local/Coordinado”, de enero del 2015⁴.
- 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 Dichos documentos pueden ser descargados del sitio web del coordinador en el siguiente enlace <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/control-automatico-de-generacion-agc/>

3.1.4 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

1) Definición:

Corresponde a acciones de control 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 CTF operará de forma centralizadas y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse, o iniciar la prestación del servicio, dentro de un tiempo de 5 min, luego de la instrucción del Coordinador y el tiempo máximo de entrega del servicio será de 1 hr medido desde la activación.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

3.1.5 CARGAS INTERRUMPIBLES (CI)

1) Definición:

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

Dicha prestación deberá reducir el consumo por el total del monto de carga comprometido dentro de un tiempo máximo de 30 min luego de la instrucción del Coordinador, y deberá ser capaz de mantener su aporte por un periodo de al menos 2 hrs.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

3.2 CONTROL DE TENSIÓN

1) Definición:

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

a) Unidades generadoras sincrónicas:

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

b) Parques eólicos y fotovoltaicos:

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

c) Elementos de compensación reactiva

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

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

El sistema de excitación de una máquina sincrónica deberá cumplir con que el error en estado estacionario de la tensión de generación deberá ser inferior a 0.25% para cualquier cambio en la carga del generador, según el artículo 3-11 literal b) de la NTSyCS.

Las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a Centrales Eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] con dos o más unidades generadoras deberán tener un sistema de excitación que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando, según el artículo 3-12 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 3-12 de la NTSyCS.

3.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

3.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

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

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

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

La naturaleza de la prestación de los servicios EDAC por Subfrecuencia y DMC se considera sistémica y los EDAC por Subtensión y EDAC por contingencia específica se consideran de naturaleza local.

3.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

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

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

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

3.3.1.2 EDAC por Subtensión

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

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

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

3.3.1.3 EDAC por Contingencia Específica

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

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

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

3.3.1.4 Desconexión Manual de Carga (DMC)

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

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

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

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

3.3.2 DESCONEXIÓN 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. 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 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 que se utilicen con el objetivo de aumentar el flujo a través de instalaciones de transmisión no serán considerados como servicios complementarios.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

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

3.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

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

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

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

3.3.3.1 Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)

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

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

3.3.3.2 Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)

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

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

3.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIOS

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

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

3.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA (PA)

1) Definición:

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

3.4.2 AISLAMIENTO RÁPIDO (AR)

1) Definición:

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

3.4.3 EQUIPOS DE VINCULACIÓN (EV)

1) Definición:

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

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

4. IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS

4.1 CONTROL DE FRECUENCIA

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

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

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

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

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

Respecto al SC de Cargas Interrumpibles, para el periodo analizado no se verifica una necesidad de contar con dicho SC para garantizar la cobertura de la demanda en horario punta, así como tampoco para aportar a la respuesta en frecuencia ante situaciones de emergencia. En efecto, los requerimientos de demanda en horario punta estimados para el año 2020 son de aproximadamente 11000 MW, con una potencia instalada en el sistema de a aproximadamente 25000 MW, por lo que dada la sobre instalación actual del parque generador en el sistema, desde el punto de vista del atributo de suficiencia del sistema no se requiere del aporte de este servicio.

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

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

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

4.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

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

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

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

Finalmente, el CPF está dado por siguiente:

Tabla 4-1 Reservas requeridas para CPF.

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

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

4.1.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA

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

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

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

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

Donde:

R_{VI} : reserva requerida por variaciones intrahorarias

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

Según los resultados obtenidos en los estudios realizados por el Coordinador (Minuta “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”), el monto de reserva del CSF queda determinado por el requerimiento del AGC⁵, esto es por el producto entre la desviación de frecuencia aceptable que mantiene el estándar de la frecuencia en estado normal (± 200 mHz) y el BIAS del sistema. En la Tabla 4-2 se presenta el requerimiento asociado a la reserva para CSF.

Tabla 4-2 Reservas requeridas para CSF.

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

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

4.1.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

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

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

Donde:

R_{VI} : reserva requerida por variaciones intrahorarias.

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

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

Tabla 4-3 Reservas requeridas para CTF.

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

⁵ El detalle puede ser revisado en el técnico “Procedimiento para determinar el BIAS del SEN”, disponible en el sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/09/Procedimiento-para-determinar-el-Bias-del-SEN.pdf>

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

4.1.4 RESUMEN REQUERIMIENTOS CF

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

Tabla 4-4 Reservas requeridas para Control de Frecuencia.

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

4.2 CONTROL DE TENSIÓN

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

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

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

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

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

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

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

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

4.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

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

4.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

4.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

El esquema EDAC por Subfrecuencia será diseñado para contener contingencias severas del sistema, como por ej. la salida intempestiva de más de una unidad generadora. Cabe destacar que, se ha determinado que para este servicio no se descartan las condiciones, por lo que es necesario materializar su provisión mediante una licitación. No obstante, dado los plazos involucrados en este proceso, durante el año 2020 este servicio será provisto por las instalaciones vigentes en el régimen previo, realizándose la licitación el 2do semestre del año 2020 con el objetivo adecuar el esquema en el año 2021.

El esquema vigente corresponde a lo planteado a continuación.

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

Escalón		Carga asignada por Escalón [MW]	Carga acumulada [MW]
Escalón 1⁶	49.0 Hz	45.7	45.7
Escalón 2	48.9 Hz	52.0	97.7
Escalón 3	48.8 Hz	102.9	200.6
Escalón 4	48.7 Hz	90.9	291.5
Escalón 5	48.6 Hz	104.8	396.3
Escalón 6	48.5 Hz	117.9	514.2
Escalón 7	48.4 Hz	119.7	633.9
Escalón 8	48.3 Hz	119.2	753.1

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

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

⁶ Mediante las cartas DE00908-19 a DE00915-19, se solicita a los Coordinados inhabilitar la operación del escalón N°1 del EDAC por Subfrecuencia del SEN – Norte Grande.

4.3.1.2 EDAC por Subtensión

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

4.3.1.3 EDAC por Contingencia Específica

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

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

4.3.1.4 Desconexión Manual de Carga

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

4.3.2 DESCONEJÓN DE GENERACIÓN

4.3.2.1 EDAG por Sobrefrecuencia

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

4.3.2.2 EDAG por Contingencia Específica

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

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

4.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

4.3.3.1 Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas

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

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

4.3.3.2 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

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

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

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

4.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

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

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

4.5 RESUMEN SSCC AÑO 2020

La siguiente tabla resume los requerimientos para el año 2020.

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

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control de Frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+)
Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-)		
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Contingencia Específica)
		Desconexión Manual de Carga (DMC)

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
	Desconexión de Generación	EDAG (EDAG por Contingencia Específica)
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC)
		Planes de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE)
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Elementos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)

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

5.1 ANTECEDENTES GENERALES

El análisis de condiciones de competencia es un paso previo fundamental para determinar si es posible aplicar un mecanismo de mercado para la asignación de los recursos necesarios para un servicio. En dicho contexto, el objetivo del análisis es identificar cuáles son los factores que podrían alejar la asignación económica de un equilibrio de mercado competitivo siendo uno de estos factores más relevantes en el análisis el determinar la existencia de poder de mercado.

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

El mercado relevante puede ser definido como “(...) un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado”⁷.

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

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

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

Relacionado con el hecho que la demanda y requerimientos son inelásticos y la definición de este último es establecida por el Coordinador, es que los mercados relevantes para cada SSCC quedan demarcados por la definición de productos y requerimientos. Por lo tanto, hay potencialmente, tantos mercados relevantes como SSCC y requerimientos sean definidos. Desde el punto de vista de la oferta, existe un alto grado de sustituibilidad particularmente en servicios de control de frecuencia y podemos hablar entonces de una demanda inelástica, tanto respecto al precio como a la existencia de sustitución entre productos.

⁷ Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10.

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

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

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

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

Para analizar cada índice, ya sea HHI, RSI o bien RPPMT se consideraron los siguientes umbrales⁸:

- HHI: representando un mercado desconcentrado de ser menor a 1500, uno moderadamente concentrado de encontrarse entre 1500 y 2500, y de uno altamente concentrado de superar los 2500 de forma estructural⁹. Solo se muestra para fines informativos.

⁸ Para un mayor análisis y descripción sobre cómo se calculan estos indicadores, ver Anexo 4.

⁹ Niveles de acuerdo a lo establecido por la Federal Trade Commission (FTC) y Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012.

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

En el Anexo 3 se presenta un resumen de la metodología utilizada en el *Estudio de Competencias* para determinar los indicadores mencionados en los puntos anteriores y a continuación, se muestran las condiciones de competencia para cada uno de los servicios definidos en la citada Resolución y que son requeridos para el año 2020.

5.2 CONTROL DE FRECUENCIA

5.2.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

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

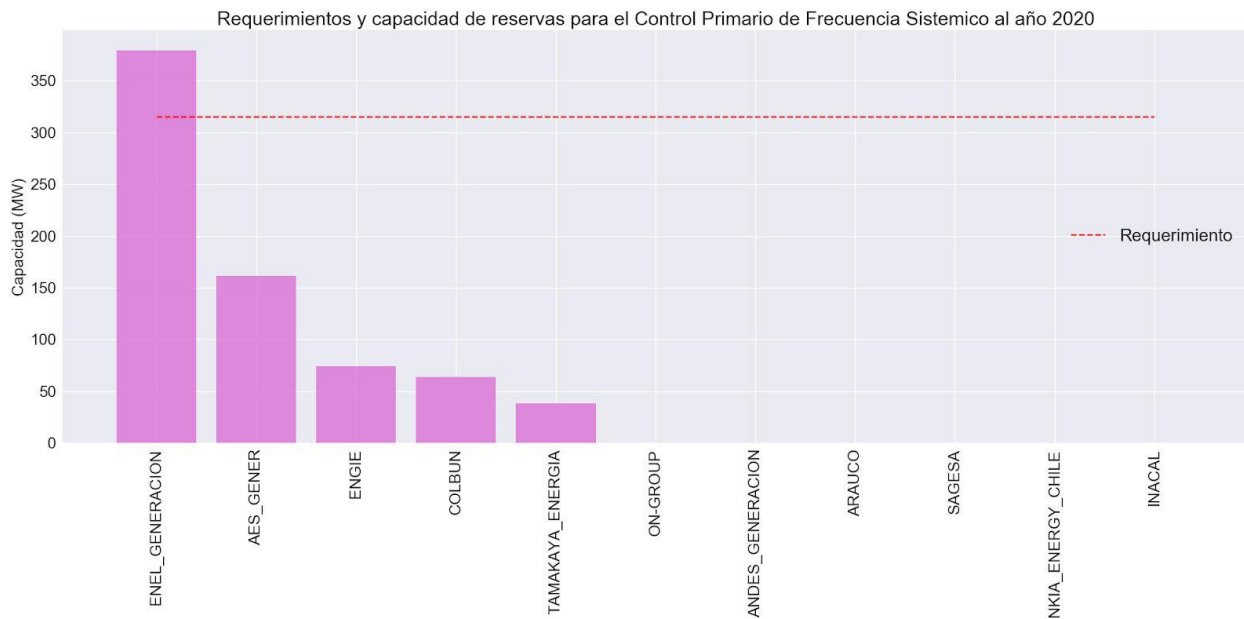


Figura 2. Requerimiento y capacidad de reservas para CPF año 2020.

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

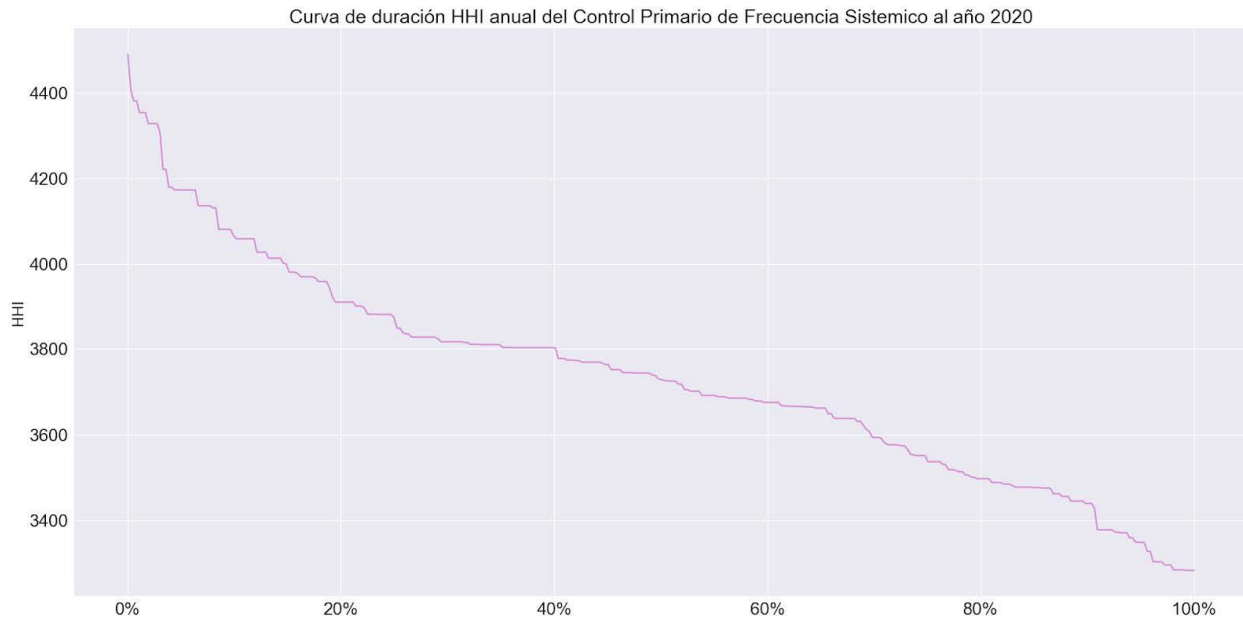


Figura 3. Curva duración HHI anual CPF año 2020.

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

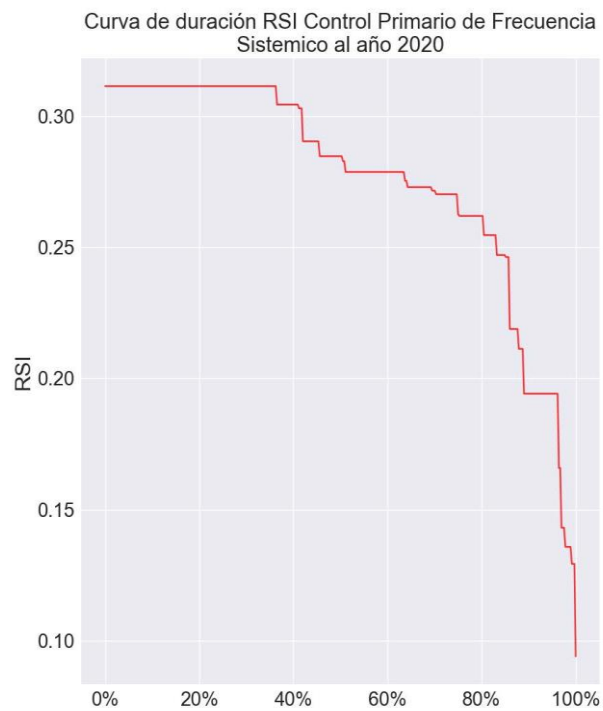


Figura 4. Curva duración RSI anual CPF año 2020.

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

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

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CPF	9.27	7.32	8.14	11.29

Los resultados anteriormente presentados tampoco se modifican si se incorpora como oferta potencial las unidades con tecnología ERV, recursos que no se encuentran aún verificados para la prestación de este servicio. Considerando un escenario en donde estas unidades ofrecen un 10% de su potencia máxima el índice RPPMT sólo disminuye a un valor de 1.97, lo cual aún descartaría que este servicio sea competitivo en el corto plazo.

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

5.2.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA

A continuación, se presentan los principales indicadores para un requerimiento base de +/- 120 MW considerando los recursos disponibles para la provisión de dicho servicio.

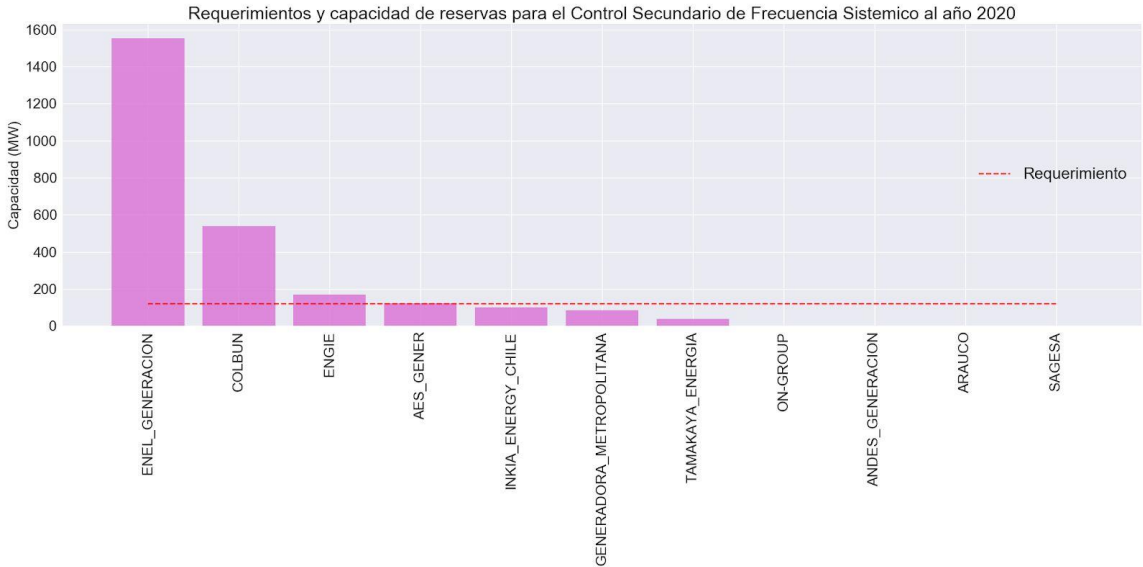


Figura 5. Requerimiento y capacidad de reservas para CSF año 2020.

Como se observa, 4 empresas son capaces de proveer, por sí solas, el requerimiento necesario para CSF. En cuanto al indicador HHI, este se muestra en la siguiente figura:

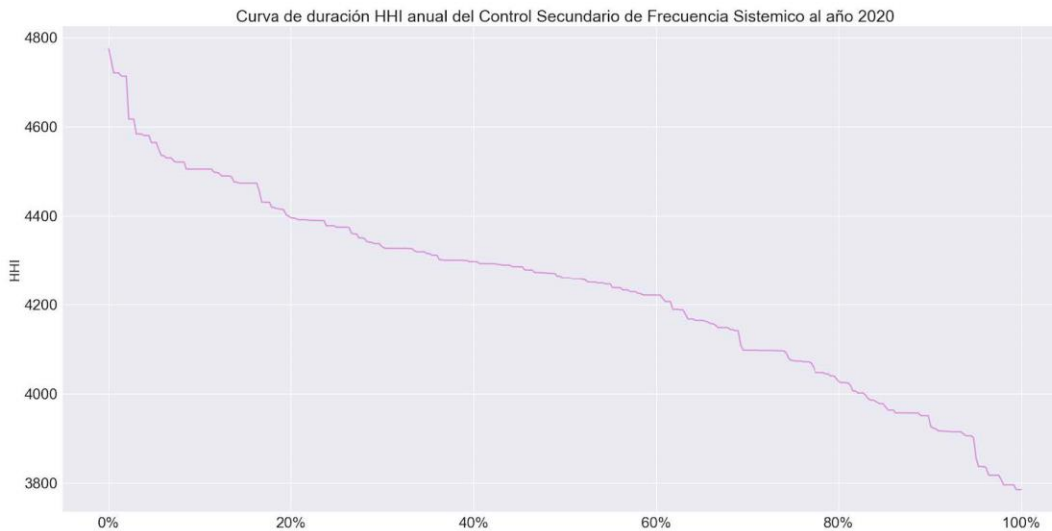


Figura 6. Curva duración HHI anual CSF año 2020.

Al considerar la capacidad disponible se observan niveles de concentración elevados, con valores que oscilan entre 3800 a 4800.

Ahora bien, en relación con el índice RSI, se observa que para todo el periodo de tiempo proyectado éste supera el valor de 1.1 y por tanto es un buen indicador de competencia en el servicio.

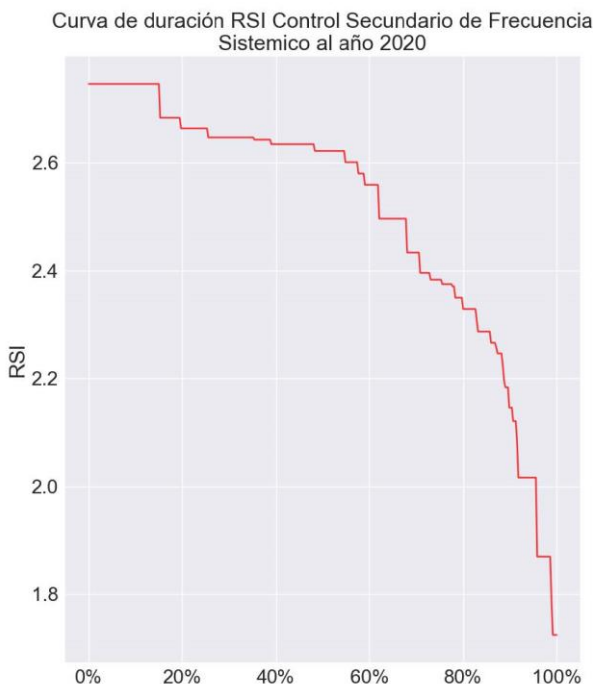


Figura 7. Curva duración RSI anual CSF año 2020.

Al determinar las rentas pivotaes para este servicio, se observa que sólo en los meses de enero y julio se presentan indicadores mayores a 1, pero en promedio el índice de rentas pivotaes por poder de mercado tanto para el servicio de bajada como de subida presenta valores de 0.86 y 0.65 respectivamente.

Tabla 5-2 Resumen índice RPPMT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-	1.893	0.004	1.013	0.535
CSF+	0.490	0.377	1.338	0.529

Ahora bien, si se incorporan como potenciales oferentes aquellas unidades ERV que participan en el Sistema Integral de Control de Transferencias de la Zona Norte (SICT-ZN) o bien aquellas que respondieron afirmativamente el cuestionario enviado por el Coordinador en carta DE 04531-19, se observa que mejoran sustantivamente las condiciones de competencia.

Tabla 5-3 Comparación índice RPPMT caso base vs incorporación de ERV al AGC

	Caso Base	Caso Base + participación de ERV en CSF
CSF-	0.86	0.24
CSF+	0.65	0.62

Por tanto, no se descartan las condiciones de competencia en el servicio de Control Secundario de Frecuencia.

5.2.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

Considerando los siguientes requerimientos para CTF y la distribución de bloques definidos por el Coordinador, se considera que en general, al menos 4 empresas pueden prestar por si sola este servicio de CTF aun en condiciones de máximo requerimiento según bloque, como se muestra en el siguiente gráfico.

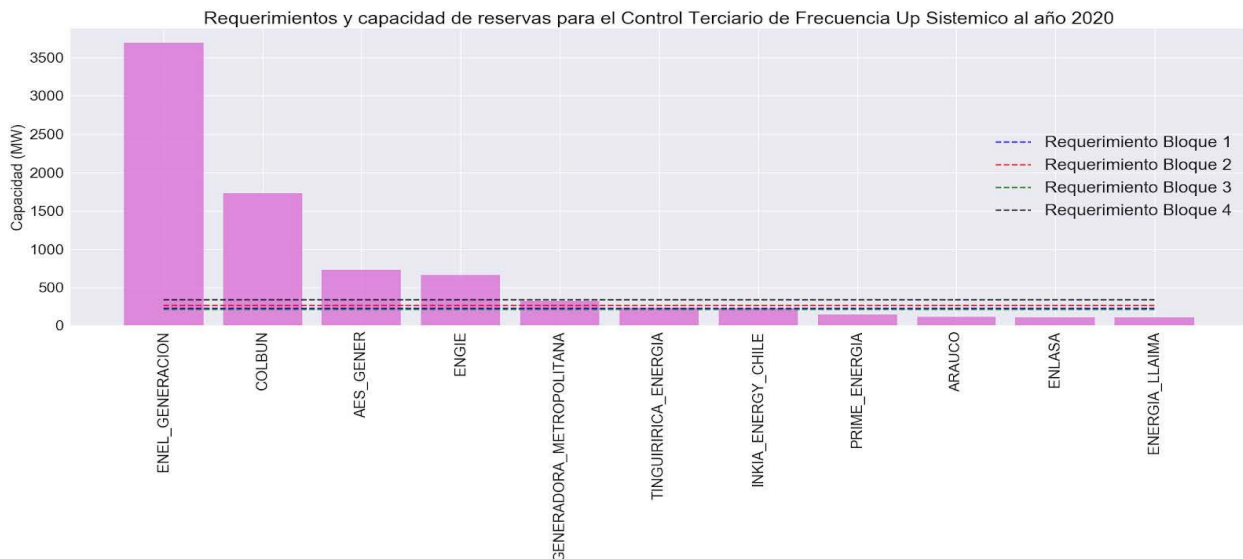


Figura 8. Requerimiento y capacidad de reservas para CTF+ año 2020.

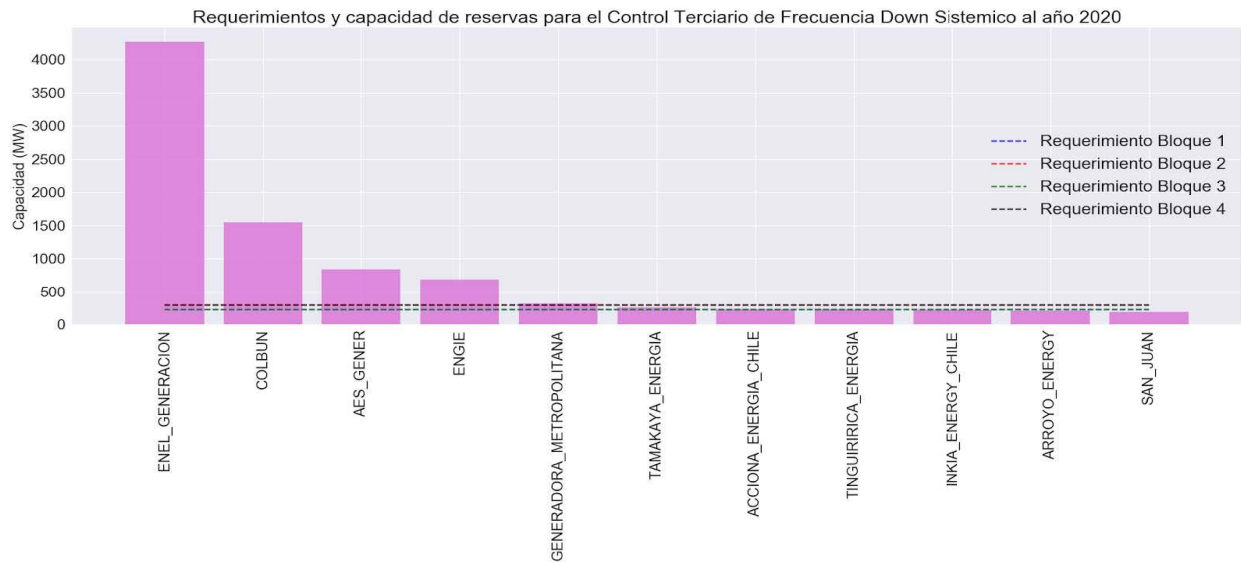


Figura 9. Requerimiento y capacidad de reservas para CTF- año 2020.

Los índices de concentración HHI para el servicio CTF+ presentan valores máximos de 2700 y mínimos de 2000 lo cual da cuenta de un mercado moderadamente concentrado.

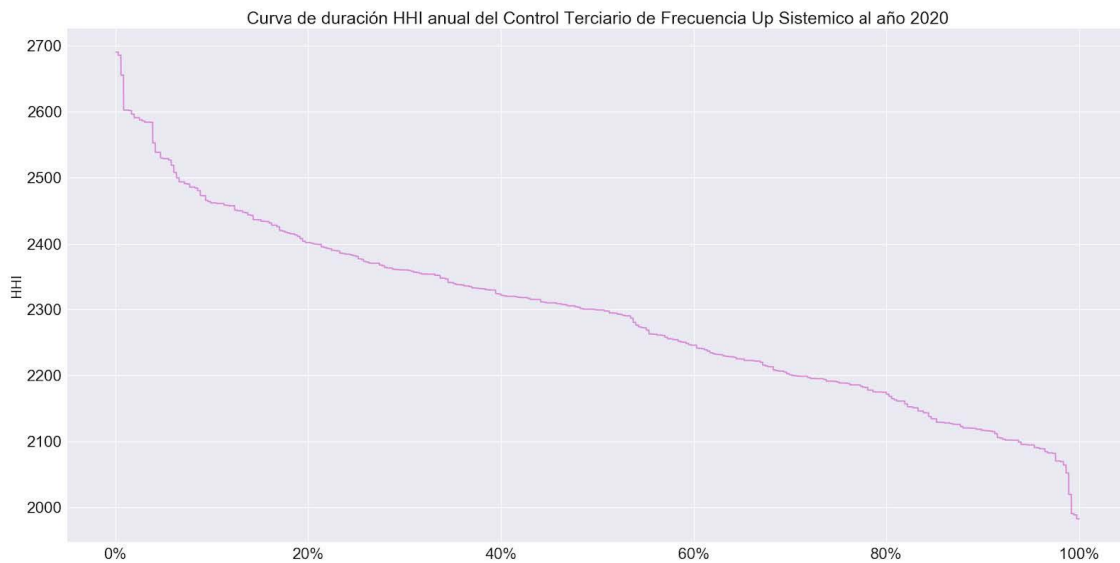


Figura 10. Curva duración HHI anual CTF+ año 2020.

Por su parte, el indicador RSI presenta valores ciertamente mayores a 1, lo cual puede ser considerado nuevamente como un indicio de que este es un mercado que presenta condiciones de competencia.

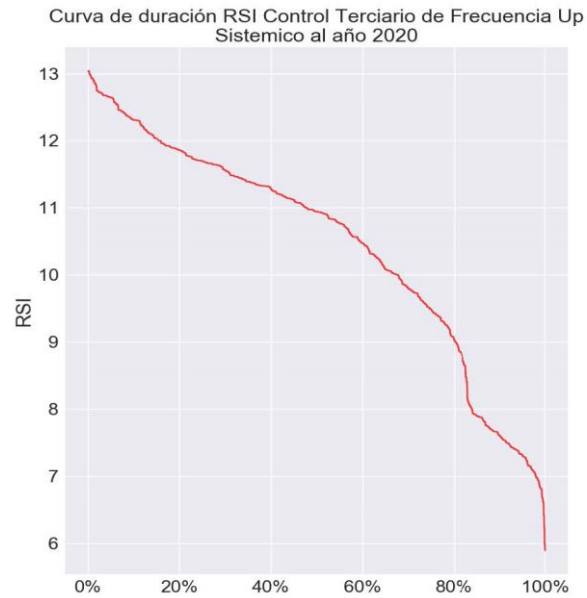


Figura 11. Curva duración RSI anual CTF+ año 2020.

Lo anteriormente señalado, en términos de los indicadores RSI y HHI también se observa para el servicio CTF-, como se muestra en los siguientes gráficos.

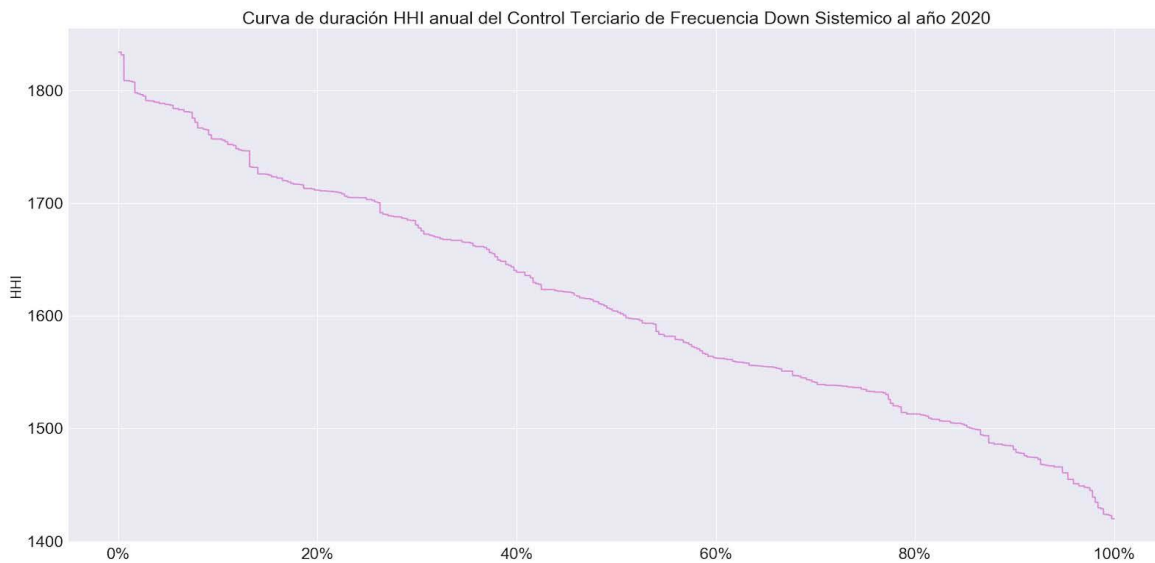


Figura 12. Curva duración HHI anual CTF- año 2020.

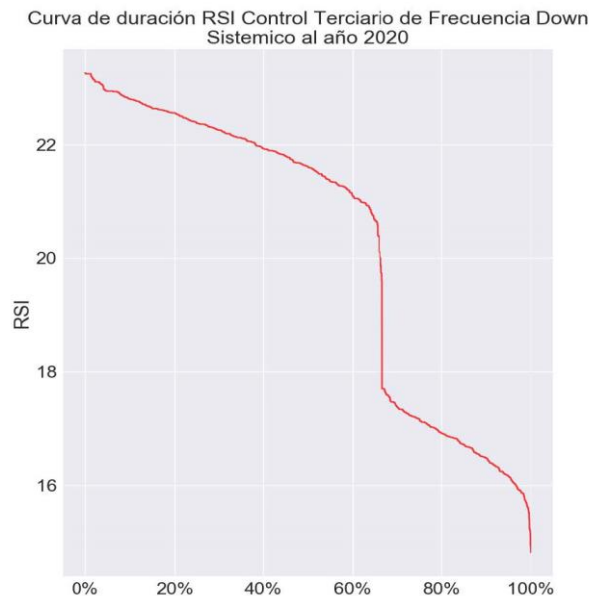


Figura 13. Curva duración RSI anual CTF- año 2020.

Finalmente, si se analizan las Rentas Pivotaes de Poder de Mercado Totales (RPPMT), considerando los recursos disponibles del sistema, es posible observar que este indicador para todas las semanas representativas muestra valores que no permiten descartar la existencia de condiciones de competencia.

Tabla 5-4 Resumen índice RPPMT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CTF-	0.4111	0.1922	0.2249	0.5335
CTF+	0.0090	0.0090	0.0086	0.0010

Por tanto, no se descartan las condiciones de competencia en el servicio de Control Terciario de Frecuencia.

5.3 CONTROL DE TENSIÓN

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

El cálculo del índice sólo considera los recursos de generación tanto de unidades sincrónicas como parques eólicos y fotovoltaicos. Se consideró por lo tanto que equipos de compensación reactiva no participan activamente del mercado de SC de Control de Tensión ya que son remunerados a través de otros mecanismos o están presentes para cumplir con la NTSyCS, aunque sí fueron considerados en la provisión del requerimiento.

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

Los recursos contemplados para la provisión del servicio en condiciones de operación normal corresponden a los presentes en el sistema y que incluyen unidades generadoras sincrónicas, equipos de compensación

de potencia reactiva y parques eólicos y fotovoltaicos. Por otro lado, se consideró que la provisión de las reservas de potencia reactiva para contingencias solo podría ser realizada con unidades generadoras sincrónicas, con compensadores sincrónicos y reguladores estáticos o dinámicos de tensión excluyendo de este mercado a las centrales fotovoltaicas y los parques eólicos¹⁰ además de capacitores y reactores.

De acuerdo con lo indicado en el Estudio de SSSC, de las ACT analizadas, en la sub-ACT Norte Grande-Sur (Domeyko) se recomienda el aporte de recursos dinámicos para mejorar el perfil de tensiones. Dado que la oferta de recursos existentes en esta área es insuficiente, se concluye directamente que no existen condiciones de competencia por lo que el mecanismo de materialización para la provisión del SC de Control de Tensión en la citada sub-ACT, en caso de ser requerido para las instalaciones presentes en dicha sub-ACT, será mediante una instrucción directa. Sin perjuicio de lo anterior, considerando que los recursos de esta sub-ACT son insuficientes y que el requerimiento técnico adicional podría ser satisfecho por distintas soluciones tecnológicas, es posible considerar que exista competencia por la instalación de esta nueva infraestructura y en consecuencia se deberá materializar por medio de una licitación.

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

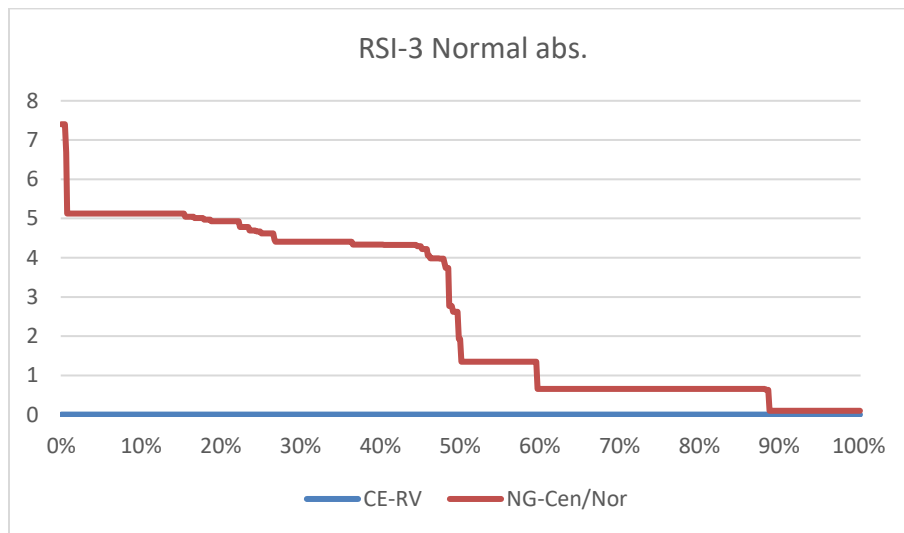


Figura 14. RSI-3 para absorción de Q en condición normal de operación

¹⁰ Se excluyen dado que a la fecha no se ha verificado la capacidad para proveer el SC de CT dinámico por parte de las centrales ERV.

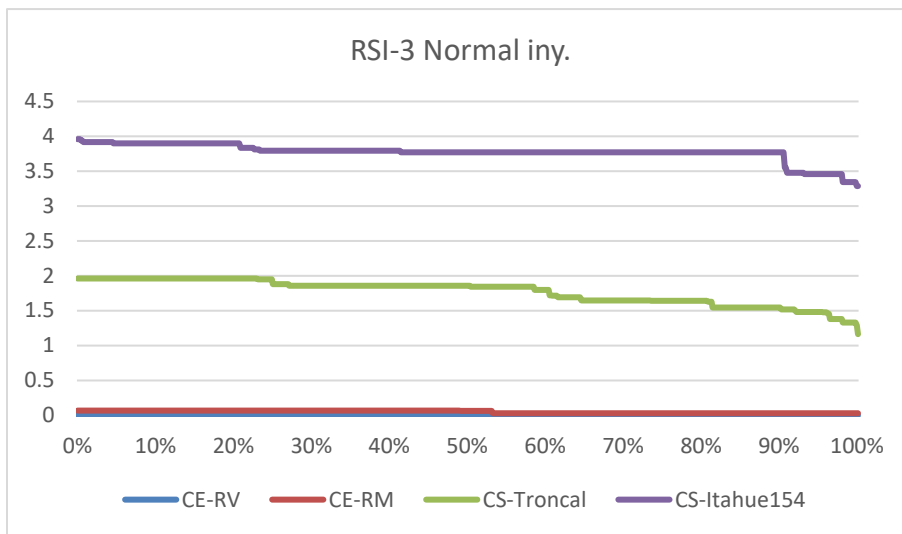


Figura 15. RSI-3 para inyección de Q en condición normal de operación

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

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

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

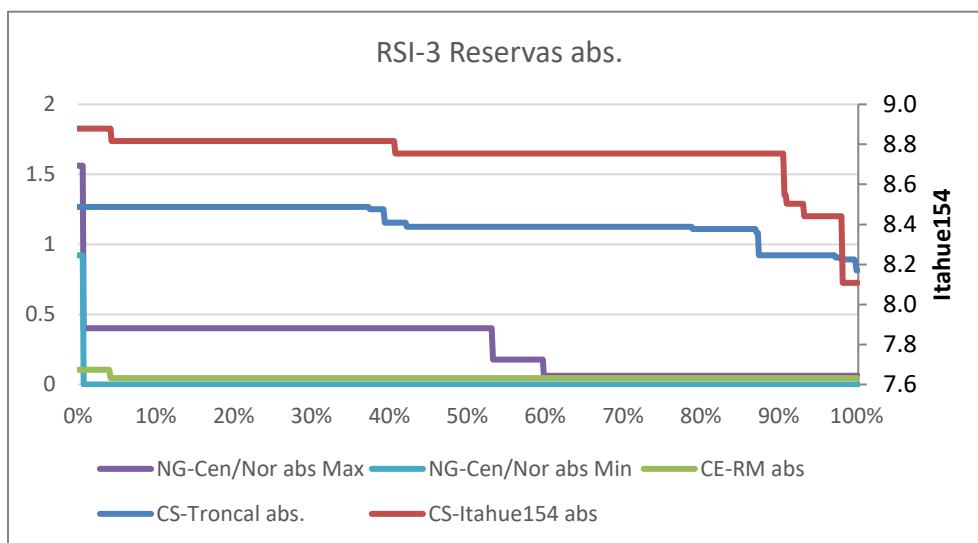


Figura 16. RSI-3 para absorción de Q en condición de contingencia

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

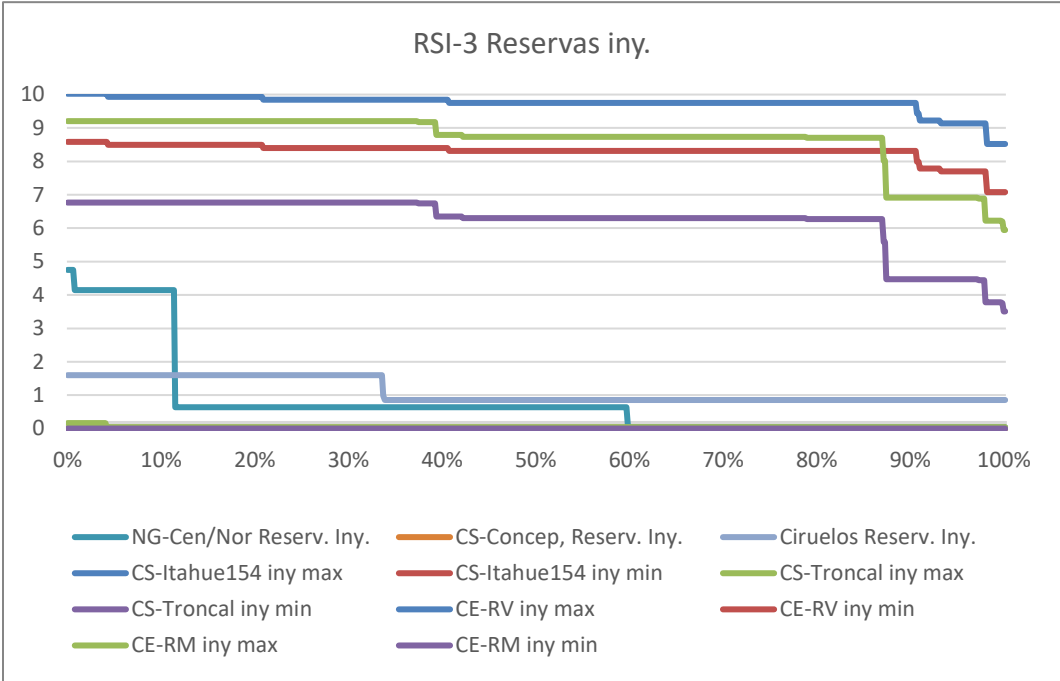


Figura 17. RSI-3 para inyección de Q en condición de contingencia (*)

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

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

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

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

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

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

5.4 CONTROL DE CONTINGENCIAS

5.4.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

5.4.1.1 EDAC por Subfrecuencia

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

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

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

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

5.4.1.2 EDAC por Contingencia Específica

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

5.4.1.3 Desconexión Manual de Carga

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

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

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

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

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

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

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

5.4.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

5.4.2.1 EDAG por Contingencia Específica

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

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

5.4.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

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

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

5.5 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

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

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

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

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

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

5.6 RESUMEN MECANISMOS DE MATERIALIZACIÓN SSCC AÑO 2020

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

Tabla 5-5. Resumen mecanismos materialización SSCC.

Subcategoría Servicios	Condiciones Estructurales de Competencia	Mecanismo
CPF	No	Instrucción Directa
CSF +	SI	Subasta
CSF -	SI	Subasta
CTF +	SI	Subasta
CTF -	SI	Subasta
CT	No	Instrucción Directa
EDAC Subfrecuencia	SI	Licitación
EDAC Contingencia Específica	NO	Instrucción Directa
DMC	SI	Licitación /Instrucción Directa ¹¹
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

¹¹ Dependerá de si el requerimiento es sistémico o local.

6. INSTALACIONES PRESTADORAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

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

6.1 CONTROL DE FRECUENCIA

6.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

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

I. Reserva para CPF en estado Normal:

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

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

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

Donde,

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

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

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

II. Reserva para CPF Contingencia:

Se desarrolla un banco de pruebas con las unidades candidatas, transformadores elevadores asociados y una barra de potencia infinita, en el cual se analizará la respuesta ante desviaciones de frecuencia asociados a contingencias ($\pm 0.7\text{Hz}$) con un gradiente máximo de 2Hz/s (valor que un parque o unidad debe ser capaz de soportar sin desconectarse según Art. 3-10 de la NTSyCS).

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

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

Donde,

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

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

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

E_t : Energía aportada por la unidad en 5 min.

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

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

6.1.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

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

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

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

Donde,

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

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

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

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

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

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

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

Pd_i : Potencia bruta de despacho de la unidad i.

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

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

6.1.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

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

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

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

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

I. Reserva en giro para CTF:

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

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

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

Donde,

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

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

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

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

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

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

Pd_i : Potencia bruta de despacho de la unidad i.

II. Reserva fría para CTF:

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

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

Donde,

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

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

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

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

6.2 CONTROL DE TENSIÓN

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

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

En el caso de las unidades sincrónicas, su capacidad de inyección/absorción de reactivos se determinará mediante el modelo homologado que posee el Coordinador, el cual permitirá dar cuenta de las capacidades reales de las unidades, considerando su curva PQ, así como el ajuste de los controladores asociados (AVR, OEL, UEL, V/Hz, etc.). Por otra parte, en el caso de los parque eólicos y fotovoltaicos, se considerará como recurso disponible para control de tensión la curva PQ definida en el Art. 3-8 de la NTSyCS, considerando un control de tipo estático (inyección de reactivos), salvo en los casos que se requiera específicamente un control dinámico de tensión.

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

6.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

6.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

6.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

Para efectos del presente informe, se considerarán las instalaciones que actualmente tienen habilitado el esquema EDAC. El Coordinador durante el 2do semestre del año 2020 realizará una licitación para proveer los recursos necesarios para implementar un Esquema EDAC Homologado en el SEN, el cual se prevé esté operativo el año 2021.

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

6.3.1.2 EDAC por Contingencia Específica

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

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

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

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

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

Los modos de operación son los siguientes:

I. Modo SEN – Centro Sur (MS)

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

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

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

II. Modo de operación en ISLA

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

Tabla 6-2 Modo de operación en ISLA

	Etapas EDAC		Ajustes Frecuencia	
	Alimentador	Interruptor	Umbral Hz	Gradiente 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 servicios las cargas asociadas a los paños BT1 (transformador T1 66/15 kV); BT2 (transformador T2 66/15 kV) y B4 (Horcones 1).
- Si a partir de los cálculos de carga estimada, previa a la falla (carga actual del paño extremo Concepción más el 55% del total de carga de S/E Coronel), en la RTU del SCADA de S/E Coronel, para el mayor valor de carga determinado para las líneas 66 kV Concepción-Coronel N°1 y N°2, del extremo Concepción, considerando la apertura del paño A1 de S/E Coronel, sea mayor al 160 % la capacidad de la línea, el esquema EDAC dará desenganche a los paños B8 (Concepción-Coronel N°1 , extremo Coronel) y B9 (Concepción-Coronel N°2 , extremo Coronel) de S/E Coronel. Con esto quedarán en servicios las cargas intermedias existentes en las LT 66 kV Concepción –Coronel N°1 y N°2 (SSEE San Pedro, Loma Colorada, Papeles Biobío y EFE).

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

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

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

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

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

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

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

6.3.1.3 EDAC asociado a los Planes de Defensa contra Contingencias Extremas

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

Tabla 6-4 EDAC por PDCE propuesto.

Escalón	Tasa de frecuencia [Hz/s]	Frecuencia habilitación [Hz]	Monto de EDAC	Monto [MW]	
				MAX	MIN
I	-0.9	49.5	Asociados a existente	57.8	57.8
			Adicionales	232	187
			Total	290	245
II	-1.8	49.5	Asociados a existente	71.7	71.7

Escalón	Tasa de frecuencia [Hz/s]	Frecuencia habilitación [Hz]	Monto de EDAC	Monto [MW]	
				MAX	MIN
			Adicionales	158	138
			Total	230	210
III	-2.2	49.5	Asociados a existente	50	50
			Adicionales	70	58
			Total	120	108
Total			Asociados a existente	179.5	179.5
			Adicionales	460	383
			Total	640	563

6.3.1.4 Desconexión Manual de Carga (DMC)

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

6.3.2 DESCONEJÓN DE GENERACIÓN

6.3.2.1 EDAG por Contingencia Específica

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

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

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

b) PDCE Zona Norte:

Este PDCE Contempla la implementación de un esquema EDAG de acuerdo con la siguiente propuesta:

Tabla 6-5 EDAG Zona SEN – Norte Grande propuesto.

Escalón	Frecuencia	Tipo Componente	Componente	Potencia bruta mínima [MW]	Potencia bruta máxima [MW]
I	51.3	Primaria	ERNC 1	0.0	250.0
II	51.4	Primaria	NTO2	65.0	141.0
		Primaria	U14	50.0	136.4
		Alternativa 1	U15	50.0	132.4
		Alternativa 2	NTO1	65.0	139.5
		Alternativa 3	CTTAR	70.0	158.0
III	51.5	Primaria	ERNC2	0.0	250.0
IV	51.6	Primaria	CTM1	60.0	161.8

Escalón	Frecuencia	Tipo Componente	Componente	Potencia bruta mínima [MW]	Potencia bruta máxima [MW]
		Primaria	CTM2	60.0	172.0
		Alternativa 1	CTA	70.0	177.0
		Alternativa 2	CTH	70.0	177.5
V	51.8	Primaria	IEM	106.2	377.0
		Alternativa 1	U16	125.4	350.0
		Alternativa 2	CC Kelar	198.0	540.0
VI	51 Hz 0.9 Hz/s	Primaria	ERNC 3	0.0	250.0
		Primaria	Cochrane U1	105.0	266.0
		Alternativa 1	Cochrane U2	105.0	266.0
VII	51 Hz 1.2 Hz/s	Primaria	ERNC 4	0.0	250.0
		Primaria	Angamos U1	150.0	267.0
		Alternativa 1	Angamos U2	150.0	271.0

Tabla 6-6 EDAG Zona SEN – Centro Sur propuesto¹².

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

6.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

6.3.3.1 Plan de Defensa contra Contingencias Críticas

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

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

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

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

Para hacer frente a la sobrecarga de la línea Quillota-Nogales 2x220 kV, luego de la pérdida de ambos circuitos de la línea Quillota-Polpaico 2x220 kV, se cuenta con un EDAG en la S/E San Luis, que actúa con órdenes de desconexión secuencial de generación en las unidades de las centrales Nehuencho, 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 por subfrecuencia) vigente.

¹² El detalle de la composición de los escalones se establecerá en el proceso de definición de la instrucción de implementación del esquema a las empresas coordinadas que resulten requeridas.

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

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

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

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

6.3.3.2 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

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

6.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIOS

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

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

7. INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA

7.1 CONTROL DE FRECUENCIA

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

7.2 CONTROL DE TENSIÓN

De acuerdo con los análisis realizados, existen ciertas zonas que no cuentan con los recursos suficientes para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva en el horizonte de estudio. A continuación, se indican los recursos técnicos que deberán ser incorporados al sistema para robustecer el control de tensión:

7.2.1 ZONA NORTE GRANDE

Se requiere la implementación de un control dinámico de tensión de tipo *rápido*, que permita dar cumplimiento a los requerimientos de reservas de potencia reactiva en la zona de S/E Domeyko. El Coordinador realizará una licitación con el fin de materializar la instalación de infraestructura que permita proveer los recursos necesarios para la operación segura y confiable de esta zona.

7.2.2 ZONA NORTE CHICO

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

7.2.3 ZONA CENTRO

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

7.2.4 ZONA CENTRO SUR

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

7.2.5 ZONA SUR

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

7.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

7.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

Para la prestación de este SC se requiere que el 2do semestre del año 2020 se realice una licitación con el fin de adecuar el esquema EDAC, homologando los esquemas existentes del Norte Grande y el Centro-Sur.

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

Tabla 7-1 EDAC por PDCE propuesto.

Escalón	Tasa de frecuencia [Hz/s]	Frecuencia habilitación [Hz]	Monto de EDAC	Monto [MW]	
				MAX	MIN
I	-0.9	49.5	Asociados a existente	57.8	57.8
			Adicionales	232	187
			Total	290	245
II	-1.8	49.5	Asociados a existente	71.7	71.7
			Adicionales	158	138
			Total	230	210
III	-2.2	49.5	Asociados a existente	50	50
			Adicionales	70	58
			Total	120	108
Total			Asociados a existente	179.5	179.5
			Adicionales	460	383
			Total	640	563

7.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

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

Tabla 7-2 EDAG Zona SEN – Norte Grande propuesto.

Escalón	Frecuencia	Tipo Componente	Componente	Potencia bruta mínima [MW]	Potencia bruta máxima [MW]
I	51.3	Primaria	ERNC 1	0.0	250.0
II	51.4	Primaria	NTO2	65.0	141.0
		Primaria	U14	75.0	136.4
		Alternativa 1	U15	75.0	130.3
		Alternativa 2	NTO1	65.0	139.5
		Alternativa 3	CTTAR	70.0	158.0
III	51.5	Primaria	ERNC2	0.0	250.0
IV	51.6	Primaria	CTM1	90.0	165.9
		Primaria	CTM2	90.0	175.0
		Alternativa 1	CTA	100.0	165.0
		Alternativa 2	CTH	100.0	165.0
V	51.8	Primaria	IEM	106.2	375.0
		Alternativa 1	U16	125.4	350.0
		Alternativa 2	CC Kelar	198.0	540.0
VI	51 Hz 0.9 Hz/s	Primaria	ERNC 3	0.0	250.0
		Primaria	Cochrane U1	105.0	266.0
		Alternativa 1	Cochrane U2	105.0	266.0
VII	51 Hz 1.2 Hz/s	Primaria	ERNC 4	0.0	250.0
		Primaria	Angamos U1	150.0	267.0
		Alternativa 1	Angamos U2	150.0	271.0

Tabla 7-3 EDAG Zona SEN – Centro Sur propuesto.

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

7.3.3 PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

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

- 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.).
- Control de la Tensión:** la separación del sistema, en algunas condiciones de operación, puede originar actuación de EDAC (en el subsistema deficitario) y derivar en sobretensiones, por lo que se requiere implementar el control automático de conexión de reactores (en las subestaciones Los Changos, Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar) y de desconexión de circuitos en la línea de 500 KV Los Changos – Kimal.

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

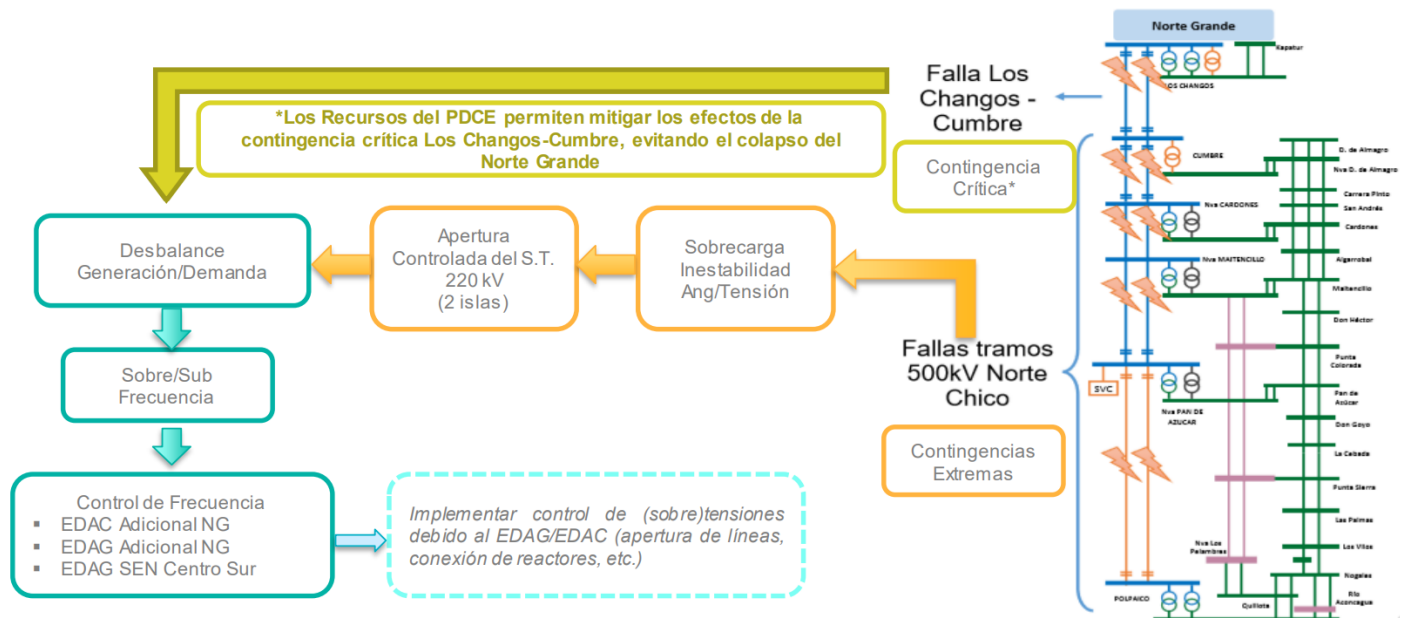


Figura 18. Descripción general del PDCE Zona Norte del SEN.

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

7.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIOS

7.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA

De acuerdo con lo indicado en el *Estudio del PRS* elaborado por el Coordinador el año 2019, se requiere proveer del SC de partida autónoma a la Central Termopacífico, Propiedad de GENPAC. La vida útil del nuevo equipamiento que deba ser instalado para prestar el SC de PA será de 20 años.

7.4.2 AISLAMIENTO RÁPIDO

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

7.4.3 EQUIPAMIENTO DE VINCULACIÓN

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

8. CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS

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

8.1 CONTROL DE FRECUENCIA

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

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

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

8.2 CONTROL DE TENSIÓN

Según se indica en la sección 7.2.1, la zona Norte Grande Sur no cuenta con los recursos suficientes para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva en el horizonte analizado.

Dado lo anterior, el Coordinador realizará una licitación durante el segundo semestre del año 2020 con el fin de materializar la instalación de infraestructura que permita realizar un control dinámico de tensión de tipo *rápido* en la Zona Norte Grande Sur.

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

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

8.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

8.3.1 EDAC POR SUBFRECUENCIA

Según se indica en la sección 7.3.1, se requiere una adecuación del EDAC por subfrecuencia vigente, por lo que el Coordinador realizará una licitación durante el 2do semestre del año 2020, con el fin de que este nuevo esquema se encuentre implementado el año 2021.

Respecto al EDAC vigente, las instalaciones identificadas como prestadoras de este servicio, acorde a lo indicado en el Anexo 6, comenzarán su respectiva prestación en conformidad con lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2020.

8.3.2 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

a) Plan de Defensa contra Contingencias Críticas

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

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

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

b) Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

Según se indica en la sección 7.3 se deberá implementar el PDCE de la Zona Norte, acorde al diseño definido en el “*Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN*”, de fecha abril de 2019.

Dicho plan considera lo siguiente:

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

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

8.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

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

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

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

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

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

A. INTRODUCCIÓN

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

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

B. MODELACIÓN

i. Control Primario de Frecuencia (CPF)

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

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

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

Tabla 8-1 Reservas requeridas para CPF

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

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

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

- CPF- \geq 215 MW

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ii. Control Secundario de Frecuencia (CSF)

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

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

Tabla 8-2 Reservas requeridas para CSF.

CSF	Reserva [MW]
CSF+	120
CSF-	120

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

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

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

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

Cumplimiento de los requerimientos globales asociados:

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

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

iii. Control Terciario de Frecuencia (CTF)

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

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

Tabla 8-3 Reservas requeridas para CTF.

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

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

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

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

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

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

Cumplimiento de los requerimientos globales asociados:

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

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

Donde:

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

C. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

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

$$\Delta Costo \text{ de Operación}_{semanal} = Costo \text{ Total}_{semanal_sin_BESS} - Costo \text{ Total}_{semanal_con_BESS}$$

Los resultados se resumen en el cuadro siguiente:

Tabla 8-4 Resultados simulaciones.

Semana	Hidrología (Pbb, de excedencia)	Δ Costo de Operación _{semanal}	Costo Total _{semanal_con_BESS}	Costo Total _{semanal_sin_BESS}
Enero	90%	44.43 [kUSD]	29202.64 [kUSD]	29247.07 [kUSD]
	50%	18.20 [kUSD]	24369.01 [kUSD]	24387.21 [kUSD]
	20%	-95.05 [kUSD]	19564.64 [kUSD]	19469.59 [kUSD]
Abril	90%	132.99 [kUSD]	35565.08 [kUSD]	35698.07 [kUSD]
	50%	169.59 [kUSD]	29830.51 [kUSD]	30000.10 [kUSD]
	20%	176.63 [kUSD]	27703.18 [kUSD]	27879.81 [kUSD]
Julio	90%	153.74 [kUSD]	32413.26 [kUSD]	32567.00 [kUSD]
	50%	-19.66 [kUSD]	20463.43 [kUSD]	20443.76 [kUSD]
	20%	-2.71 [kUSD]	14258.63 [kUSD]	14255.92 [kUSD]
Octubre	90%	7.98 [kUSD]	36436.91 [kUSD]	36444.90 [kUSD]
	50%	35.14 [kUSD]	30540.93 [kUSD]	30576.07 [kUSD]
	20%	24.27 [kUSD]	24588.60 [kUSD]	24612.87 [kUSD]

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

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

D. ESTIMACIÓN DEL AHORRO ESPERADO Y SU DISTRIBUCIÓN

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

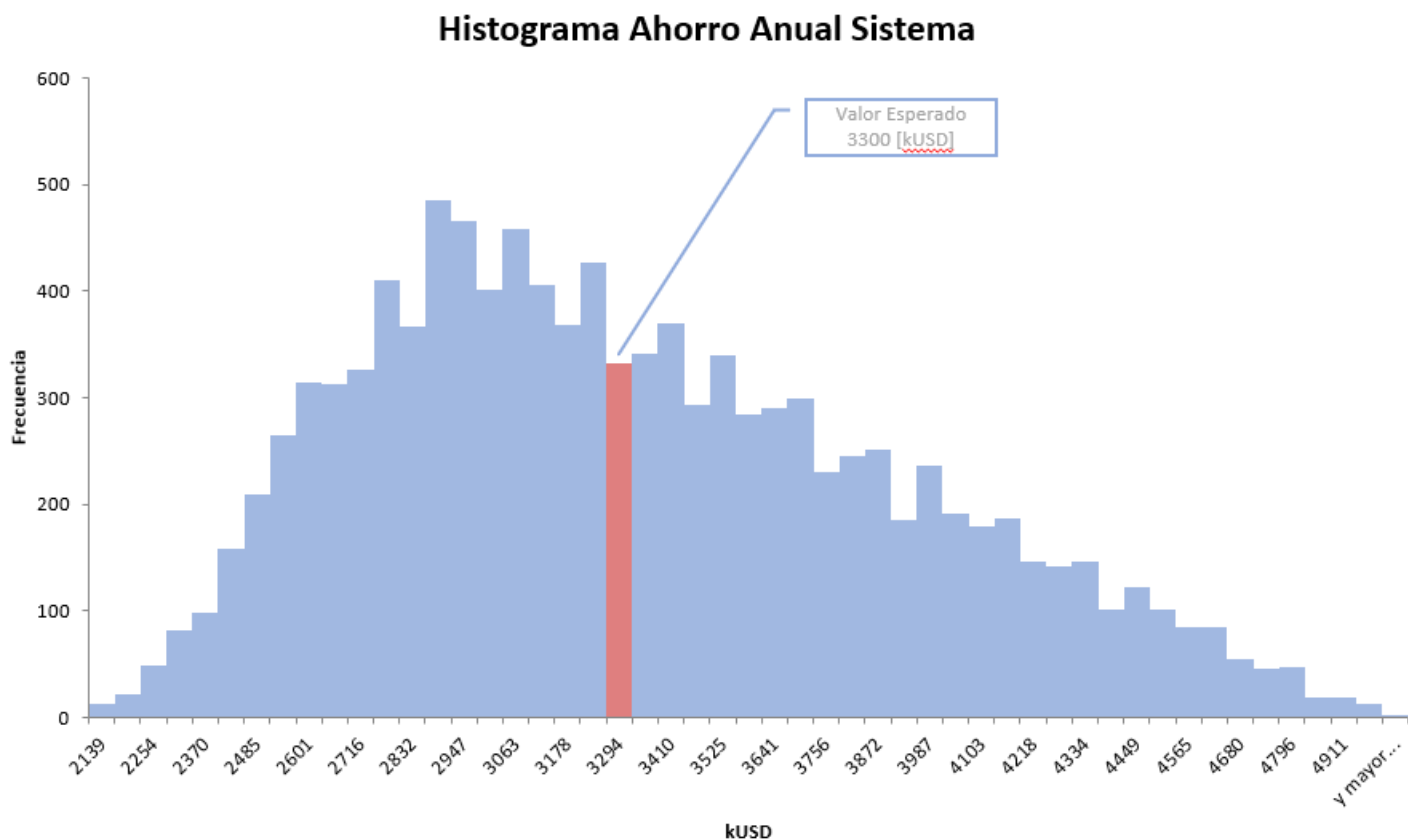


Figura 19. Histograma ahorro anual del sistema por contar con capacidad instalada de 50 MW de BESS participando del CPF

E. ESTIMACIÓN ANUALIDAD INVERSIÓN, VERIFICACIÓN Y MANTENIMIENTO EQUIPOS BESS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

F. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

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

Histograma Ahorro Anual Sistema

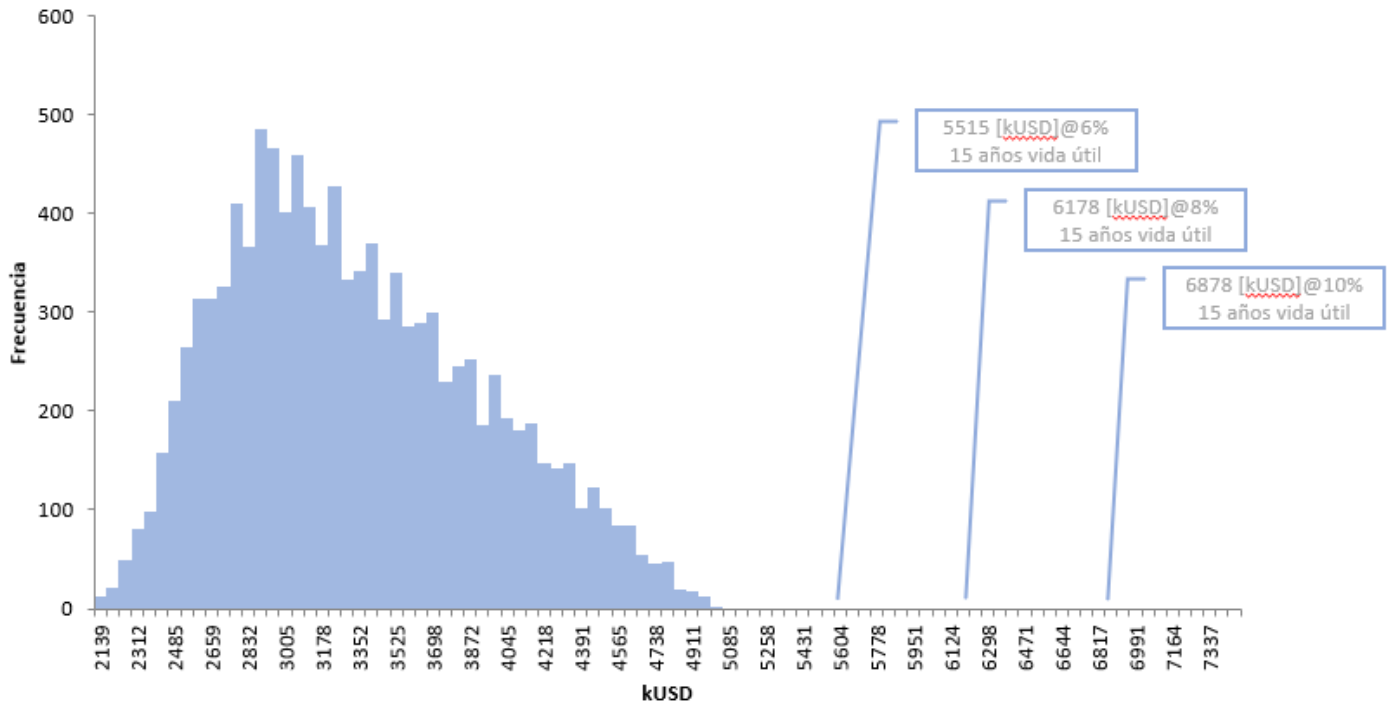


Figura 20. Comparación Histograma ahorro anual del sistema por contar con capacidad instalada de 50 MW de BESS participando del CPF y anualidad inversión, verificación y mantenimiento de dicha capacidad de BESS.

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

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

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

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

Lo anterior se presenta gráficamente en la Figura 21.

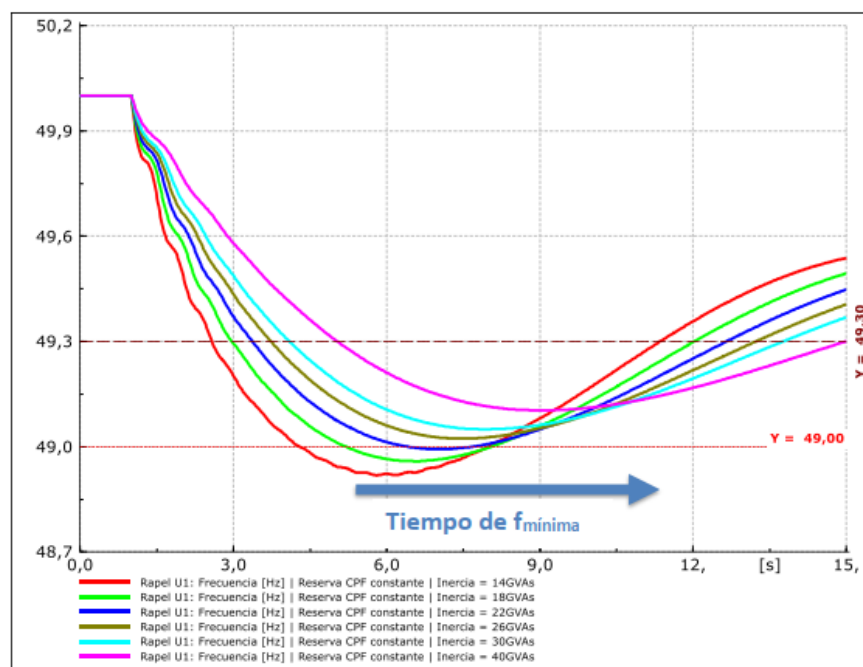


Figura 21. Comportamiento de la frecuencia ante una desconexión intempestiva.

Mediante análisis de las variables que se presentan en el SEN actualmente, basados en la formulación realizada en el marco del “*Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin Centrales a Carbón Parte 2: Operación del SEN*”¹³, se ha determinado el siguiente comportamiento para el tiempo en el que se alcanza la mínima frecuencia en función de la inercia.

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

¹³ El informe se puede descargar del siguiente link: <https://www.coordinador.cl/wp-content/old-docs/2019/01/20181230-Estudio-OPyDES-sin-carb%C3%B3n-Parte2.pdf>

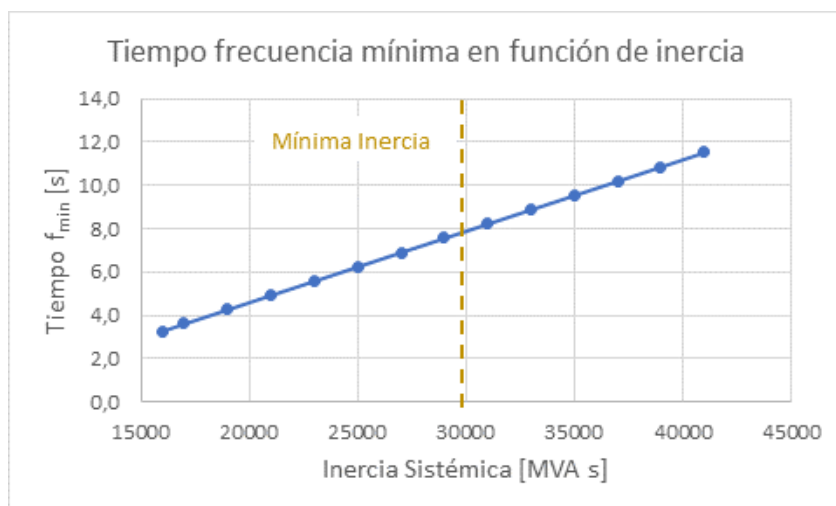


Figura 22. Comportamiento tiempo frecuencia mínima vs inercia.

Luego, en los predespachos utilizados para los estudios de operación esperada del SEN, se verifica que la inercia mínima del sistema se encuentra en torno a los 30 GVA s. Con este valor de inercia y utilizando la curva de la Figura 22 se obtiene que el tiempo en el cual se alcanza la frecuencia mínima es de aproximadamente 8 s. Considerando que el CPF debe activarse en un 100% en un tiempo inferior a 10 s, es posible concluir que un adecuado dimensionamiento de la reserva, tal que a los 7 s sea capaz de frenar la pendiente de caída de la frecuencia, permitirá operar de manera segura y confiable el sistema, sin la necesidad de un CRF con tiempo de actuación de 1 s.

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

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

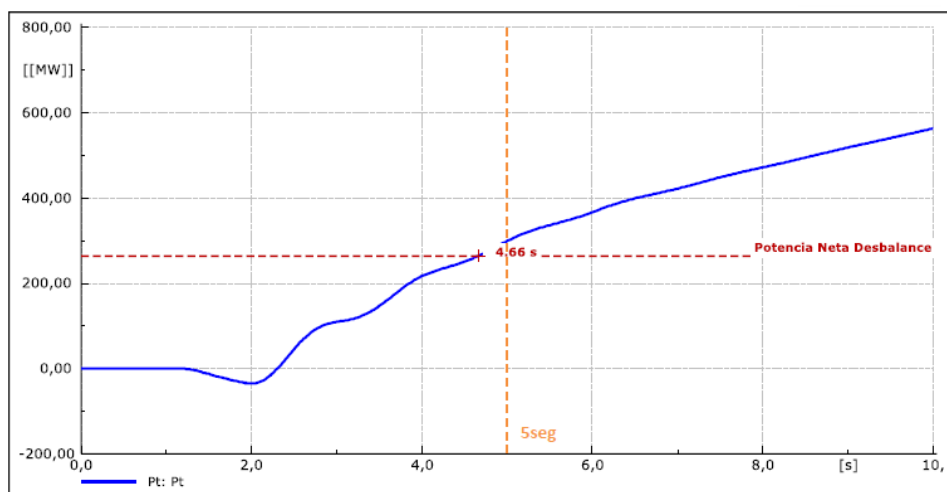


Figura 23. Simulación despliegue reserva CPF en función del tiempo.

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

Teniendo en cuenta que el tiempo mínimo para aportar la potencia de desbalance es de 5 segundos, es posible establecer de la curva de la Figura 23, el nivel de inercia para el cual este tiempo permitirá contar con una respuesta en frecuencia admisible. Bajo estas condiciones el valor de inercia mínima de operación del sistema sería de 21000 MVA s. Por debajo de este valor de inercia y en un escenario donde la totalidad de las reservas de CPF se asigne a unidades hidráulicas sería necesario contar con un monto de CRF (a definir) para atender contingencias de gran magnitud.

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

Anexo 3. Metodología para el Análisis de Condiciones de Competencia

El objetivo del análisis de condiciones de competencia es identificar cuáles son los factores que podrían alejar la asignación económica de un equilibrio de mercado competitivo y determinar la existencia o no de poder de mercado en el mercado relevante definido¹⁴.

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”¹⁵. 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 rentable¹⁶ 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,

¹⁴ 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/>.

¹⁵ Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10

¹⁶ “Market power is a crucial concept in the economics of competition law. It refers to the ability of a firm to raise price above some competitive level – the benchmark price – in a profitable way.”. Motta (2004), Competition Policy: Theory and Practice. Cambridge: Cambridge University Press, Chapter 2: Market Power and welfare: Introduction, p.40.

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

a) Market Share

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

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

donde c_i representa la capacidad de la empresa i .

b) Herfindahl-Hirschman Index (HHI)

Esta métrica se define como la suma de los cuadrados del *Market Share* de todos los agentes en el mercado, con un valor máximo de 10.000 para el caso de un mercado 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 (RSI¹⁷)

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:

¹⁷ El RSI fue desarrollado por Anjali Sheffrin para el California Independent System Operator (CAISO), y fue presentado en un workshop de monitoreo de mercado de la FERC (FERC Market Monitoring Workshop) en el año 2002. Presentación disponible en https://www.caiso.com/Documents/PredictingMarketPowerUsingResidualSupplyIndex_AnjaliSheffrin_FERCMarketMonitoringWorkshop_December3-4_2002.pdf.

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

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

II. Otros Indicadores

a) Rentas Pivotales

La metodología de rentas pivotales se puede resumir, brevemente, como la forma de determinar las rentas económicas de las firmas en cualquier mecanismo que asigne eficientemente los recursos¹⁸.

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

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

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

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

¹⁸ Una descripción detallada y la fundamentación matemática se puede encontrar en Informe “Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el mercado de SSCC”, DICTUC, marzo 2019 y siguientes, disponibles en la página web del Coordinador.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ver archivo excel *control de frecuencia.xls*

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

Ver archivo Excel *Control de Tensión.xls*

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

Ver archivo Excel *Control de Contingencias.xls*

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

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