COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Parte 1 Informe Final

GERENCIA DE OPERACIÓN

Junio 2020

COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
Informe preparado por el Departamento de Estudios de Sistemas Eléctricos

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	29-05-2020	Parte 1 Informe Preliminar	Nicolás Cáceres G. Marcelo Cifuentes Pedro Gobantes F. Carlos Prieto C.	Víctor Velar
2	24-06-2020	Parte 1 Informe Final	Nicolás Cáceres G. Marcelo Cifuentes Pedro Gobantes F. Carlos Prieto C.	Víctor Velar

Índice

1 RESUMEN EJECUTIVO 5
1.1 Inercia y Reservas ante Contingencias de Generación 5
1.2 Reserva para CPF 6
1.3 Reservas para CSF y CTF 7
1.4 Rampas Toma de Carga para CSF 8
1.5 Resumen Requerimientos de Reservas para CF 8
2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS 10
3 ANTECEDENTES 11
3.1 Antecedentes Normativos 11
3.1.1 Informe de Definición de SSCC 11
3.1.2 Norma Técnica de Servicios Complementarios 13
3.1.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio 13
3.1.4 Definiciones 13
3.1.5 Exigencias a Instalaciones de Generación 14
3.1.6 Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio 20
3.2 Proyectos Incluidos en el Estudio 21
3.3 Topología y Horizonte de Estudio 24
3.4 Escenarios Base 24
3.4.1 Escenarios de Demanda Máxima 24
3.4.2 Escenarios de Demanda Baja 24
3.5 Antecedentes Específicos 29
4 DESARROLLO DEL ESTUDIO 31
4.1 Inercia y Reservas ante Contingencias 31
4.1.1 Consideraciones en cuanto a la Respuesta del SEN ante Contingencias 31
4.1.2 Reservas de CPF ante Contingencias de Generación 32
4.1.3 Requerimientos Mínimos de Inercia ante Contingencias de Generación 46
4.1.4 Requerimientos Mínimos CRF ante contingencias Generación 51
4.1.5 Verificación Escenarios Demanda Máxima y Demanda Mínima 57
4.1.6 Resumen de Resultados de Inercia y Reservas ante Contingencias de Generación ... 67

4.1.7 Reservas de CPF ante Contingencias de Consumos 68
4.2 Reserva de CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta 75
4.2.1 Metodología 75
4.2.2 Resultados 76
4.3 Asignación de las Reservas para el CPF 77
4.3.1 Cuantificación de Reservas para CPF 78
4.4 Reserva para CSF y CTF 89
4.4.1 Identificación de Requerimientos 89
4.4.2 Análisis de Variaciones Intrahorarias de la Demanda Neta 89
4.4.3 Análisis de Errores de Previsión de la Demanda Neta 92
4.4.4 Determinación de Reservas para CSF y CTF 96
4.4.5 Rampas de Toma de Carga para CSF 97
4.4.6 Asignación de las Reservas para el CSF y CTF 100
5 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES 103
5.1 Inercia y Reservas ante Contingencias Generación 103
5.2 Reserva para CPF 103
5.2.1 Reserva para CPF para atender Fluctuaciones Instantáneas de los Consumos 104
5.2.2 Reserva para CPF para atender Contingencias 104
5.2.3 Reserva Total para CPF 105
5.3 Reservas para CSF y CTF 105
5.4 Rampas Toma de Carga para CSF 106
5.5 Resumen Requerimientos de Reservas para CF 106

1 RESUMEN EJECUTIVO

En conformidad con lo establecido en el Título 3-2 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios, El Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional ha realizado el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas que se documenta en el presente informe en su primera versión (se realiza semestralmente). Se presentan los desarrollos y análisis que determinan las reservas requeridas, considerando las categorías de servicios complementarios (SSCC) establecidas en el Informe de Definición de SSCC (CNE, Resolución Exenta N°827, 2019)[1], o también denominada Resolución de SSCC. Estas corresponden a:

- El Control Rápido de Frecuencia (CRF).
- El Control Primario de Frecuencia (CPF).
- El Control Secundario de Frecuencia (CSF).
- El Control Terciario de Frecuencia (CTF).

En lo principal, se presenta el desarrollo para la determinación de los montos mínimos de reserva requeridos para el Control de Frecuencia (CF) en el año 2021 y las correspondientes verificaciones del cumplimiento de las exigencias normativas, a través de simulaciones dinámicas de las mayores contingencias simples de generación y consumos en los escenarios previstos más exigentes respecto de la inercia sistémica. Es decir, condiciones de menores inercia previstas en escenarios de alta y baja demanda y tomando en cuenta el efecto de la generación renovable variable (ERV) solar y eólica.

1.1 Inercia y Reservas ante Contingencias de Generación

En primera instancia, para evaluar la necesidad de requerimientos de inercia, CRF y CPF ante contingencias de generación, se realizaron diversos análisis para verificar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa, en particular, para una contingencia simple, evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de subfrecuencia (Art. 3-1 NT SSCC) y contener la frecuencia postcontingencia de régimen permanente dentro de la banda admisible (50 ± 0,7 [Hz]).

Se determinaron los requerimientos de reserva para CPF ante contingencias en las condiciones más desfavorables de inercia previstas en el horizonte del estudio.

Por otra parte, la inercia mínima prevista en el horizonte de estudio excede ampliamente la inercia mínima postcontingencia requerida para evitar que el ROCOF (tasa de caída de la frecuencia) del

[1] En este estudio no se contemplan dentro de los alcances los análisis correspondientes al SC de Cargas interrumpibles (CI). Estos análisis forman parte del Estudio de SSCC que es desarrollado también por el Coordinador.

SEN (Sistema Eléctrico Nacional) alcance 0,6 [Hz/s], que corresponden a los ajustes de activación del EDAC por subfrecuencia.

Respecto al CRF, no existen razones técnicas para requerir montos mínimos en el horizonte de evaluación analizado. Esto se debe a que es posible cumplir con los criterios y exigencias normativas aplicables sin el uso de recursos adicionales. La decisión final dependerá de un análisis técnico-económico de los costos de operación del SEN, considerando la sustitución estimada del CPF mediante CRF, según se establece en el Art. 3-17 de la NT SSCC.

Para otras contingencias, como por ejemplo la pérdida de la interconexión del SEN y/o mayores montos de generación, pudiera requerirse otra distribución y/o montos. Se entiende que esos análisis exceden los alcances de este Estudio.

A continuación, se presentan los resultados de los requerimientos de reservas, determinados para las distintas categorías de recursos de control de frecuencia analizadas (CPF, CSF y CTF).

1.2 Reserva para CPF

En relación con la reserva para CPF, la metodología utilizada para determinar las reservas mínimas requeridas para el SEN contempla compensar las variaciones de frecuencia provocadas por:

- Fluctuaciones instantáneas de la Demanda Neta, que incorpora los efectos de la variación aleatoria de la demanda y la generación ERV.
- Desconexiones intempestivas de Generación y de Consumos.

En la tabla 1 se detallan los montos de reserva requeridos para el CPF de carácter permanente, determinados como el aporte efectivo en 5 minutos, en las condiciones más desfavorables previstas y que corresponden a un escenario de demanda baja y alta penetración ERV. La determinación de las reservas de potencia activa de subida y de bajada para atender contingencias contempla la desconexión intempestiva de aproximadamente 400 [MW] de generación y de 200 [MW] de consumo, respectivamente.

Tabla 1 Montos de reservas para CPF permanentes.

Tipo Reserva	Fluctuaciones Instantáneas [MW]	Contingencias: Generación / Consumo [MW]	Total [MW]
CPF	±39	+325/-157	+364/-196

Para efectos de evitar la actuación del EDAC ante la mayor contingencia de generación ante las condiciones más críticas previstas, se determinó que se requiere definir un atributo adicional para el CPF. Esto corresponde al aporte inicial de CPF y los requerimientos determinados son 325 [MW] (valor instantáneo) a los 10 segundos (aporte a 10 segundos). Esto debe ser considerado en la

programación de la operación del SEN. En caso de considerar los 4 equipos BESS en servicio y participantes del CPF, este valor se reduce a 297 [MW].

No obstante, debido a que la frecuencia alcanza su valor mínimo antes de los 10 segundos para las condiciones más críticas previstas, se recomienda evaluar como alternativa de cuantificación de aporte inicial al CPF, en vez del aporte a 10 segundos, el valor efectivo entre 0-10 segundos (integral aporte 0-10 segundos dividido por 10 segundos), requiriéndose un monto mínimo de 184 [MW]. En caso de considerar los BESS en servicio este valor se reduce a 174 [MW].

Para totalizar el aporte permanente y los aportes iniciales a los 10 segundos y el valor efectivo entre 0-10 segundos, se deben considerar los aportes efectivos individuales disponibles en cada unidad participante del CPF, determinado según la respuesta obtenida de sus modelos homologados en el banco de pruebas implementado en el software Power Factory de DIgSILENT, cuyo detalle se muestra en el punto 4.3.1.2. Por lo tanto, la cuantificación de estas reservas debe contemplar el aporte efectivo de cada unidad generadora, y que esta cuantificación depende del tipo de requerimiento:

- Aporte efectivo inicial (a los 10 segundos o valor efectivo a los 10 segundos) y de régimen permanente (valor efectivo a los 5 minutos) para contingencias de generación.
- Aporte efectivo permanente (valor efectivo a 5 minutos) para contingencias de consumos.

Estas reservas corresponden a las reservas requeridas para operar el sistema en cumplimiento con las exigencias normativas en las condiciones de operación más desfavorables previstas en el horizonte del estudio. Se indica que este corresponde al mayor monto que alcanzan los requerimientos de reserva porque se trata del escenario más desfavorable y, que ante condiciones de mayor inercia, demanda y/o potencia desconectada, estos montos debieran ser inferiores. Por tanto, estos resultados son aplicables siempre y cuando sean definidos requerimientos mínimos para todos los casos en base a la condición más desfavorable prevista.

Para establecer requerimientos de reservas iniciales y permanentes que dependan de las condiciones de inercia y demanda del SEN, se deben realizar análisis más detallados que están contemplados para la segunda versión de este estudio (ECFyDR 2020 parte 2).

1.3 Reservas para CSF y CTF

Los montos mínimos de reservas para el CSF y CTF se muestran en la tabla 2.

Las reservas para CSF se determinan según el criterio del valor máximo entre la reserva requerida para atender las variaciones intrahorarias de la demanda neta (demanda y generación ERV) y la reserva asociada al AGC.

Las reservas para CTF se determinan como la diferencia entre, el monto requerido conjuntamente para las variaciones intrahorarias y los errores de previsión, y el monto de la reserva para CSF.

Tabla 2 Reservas CSF y CTF

Tipo Reserva	Bloque Horario	Reserva Variaciones Intrahorarias (1)	Reserva AGC (2)	Reserva Error Previsión (3)	Reserva CSF (4) = Máx{(1),(2)}	Reservas CTF (1) + (3) - (4)
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
CSF y CTF	Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	±50	±130	+221 /-209	**±130**	**+140 / -128**
	Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	±74	±130	+290 /-248	**±130**	**+234 / -192**
	Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	±49	±130	+210 /-237	**±130**	**+129 / -157**
	Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	±94	±130	+285 /-304	**±130**	**+249 / -268**

Estos resultados consideran que las transferencias previstas en el sistema de transmisión de 500 kV de la zona Norte no se ven restringidas y, por tanto, es factible considerar el redespacho horario y el efecto de la generación ERV en el seguimiento de la demanda (en particular en las horas de salida y puesta del sol).

En la operación real se debe verificar que la suma de la reserva en el AGC, más la reserva manual, cumpla con la reserva mínima requerida para CSF.

1.4 Rampas Toma de Carga para CSF

Los análisis de las rampas sistémicas, hechos a partir de los datos estadísticos de la operación del SEN, permiten establecer que las rampas de toma de carga mínimas requeridas para el CSF son las detalladas en la tabla 3.

Tabla 3 Rampas mínimas requeridas CSF

Requerimiento Mínimo de rampa para CSF		
Rampa de subida	+ 28	[MW/min]
Rampa de bajada	-24	[MW/min]

1.5 Resumen Requerimientos de Reservas para CF

A continuación se resumen los requerimientos de reservas para el Control de Frecuencia. Cabe señalar que, para efectos de evitar la actuación del EDAC ante la mayor contingencia de generación, se determinó que se requiere definir un atributo adicional para el CPF. Este corresponde al aporte inicial de CPF y el requerimiento determinado es de 325 [MW] (valor instantáneo) a los 10 segundos postcontingencia.

Tabla 4: Resumen Requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia

Resumen Requerimientos para Control de Frecuencia	
I.- Reservas [MW]	Total
1.- Control Primario de Frecuencia (CPF)	+364/-196
1.1.- Fluctuaciones Instantáneas	+/-39
1.2.- Contingencias Generación / Consumos	+325/-157
1.3.- Aporte inicial de CPF a10 segundos ante contingencia de generación	+325
2.- Control Secundario de Frecuencia (CSF)	+/-130
2.- Control Terciario de Frecuencia (CTF)	
2.1.- Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	+140 / -128
2.2.- Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	+234 / -192
2.3- Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	+129 / -157
2.4.- Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	+249 / -268
II.- Rampa Toma Carga para CSF [MW/min]	+28/-24

2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC), en el artículo 3-9 del Título 3-2, establece que el Coordinador deberá realizar el estudio denominado "Control de Frecuencia y Determinación de Reservas", cuya periodicidad será al menos semestral y que tiene por objeto cuantificar los recursos técnicos requeridos para la prestación de los SSCC necesarios de modo de garantizar la operación segura, de calidad y más económica del Sistema Eléctrico, de conformidad a los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente.

En conformidad con lo indicado, el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional se encuentra desarrollando la primera parte Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, considerando las categorías de servicios complementarios (SSCC) establecidas en la NT SSCC.

Por lo tanto, el objetivo de los estudios presentados en este informe es la determinación de los montos de reserva mínimos requeridos para el control de frecuencia en las distintas categorías mencionadas anteriormente, para el año 2021. En este contexto y para efectos de la publicación del Informe de SSCC, se proporcionan los principales aspectos metodológicos, supuestos y resultados preliminares respecto de los requerimientos de reserva.

Cabe señalar que los análisis presentados en este informe asociados a los requerimientos de CPF, así como su relación con el CRF, se limitan a definir el valor de estos requerimientos para las condiciones más desfavorables de inercia y demanda previstas para el año 2021. En orden de establecer los requerimientos sistémicos para distintos escenarios de inercia, en la segunda versión de este estudio (ECFyDR parte 2), se presentarán los resultados de los análisis para distintas condiciones de operación previstas del SEN.

Además, se realizó una verificación del cumplimiento de las exigencias normativas a través de simulaciones dinámicas del comportamiento del SEN ante las contingencias simples más exigentes previstas, de generación y de consumo, en escenarios de operación de alta y baja demanda más desfavorables.

3 ANTECEDENTES

El contenido de este documento se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NT SSCC, la cual establece que el Coordinador debe realizar el estudio denominado "Control de Frecuencia y Determinación de Reservas" con una periodicidad al menos semestral.

En el Titulo 3-2 de la NT SSCC se establece la obligatoriedad de dicho estudio, así como un conjunto de criterios y requisitos generales que se deberán adoptar para determinar las reservas de potencia para el Control de Frecuencia. Es importante señalar que, dentro de las modificaciones que trae consigo la NT SSCC vigente desde enero de 2020, una de las exigencias más relevantes es la establecida en el artículo 3-11. Esta señala que, ante simple contingencia, no se debe producir desprendimiento de carga por acción del EDAC.

Además, el Título 3-3 de la SSCC establece los criterios para la determinación de los montos de reservas para el Control Rápido de Frecuencia (CRF), el Control Primario de Frecuencia (CPF), además de los requerimientos de inercia. Este estudio no contempla dentro de sus alcances los análisis correspondientes al SC de Cargas interrumpibles (CI). Estos análisis forman parte del Estudio de SSCC que es desarrollado también por el Coordinador.

Finalmente, el Título 3-4 de la SSCC establece los criterios para la determinación de los montos de reservas para el Control Secundario de Frecuencia (CSF) y el Control Terciario de Frecuencia (CTF).

3.1 Antecedentes Normativos

3.1.1 Informe de Definición de SSCC

La Resolución Exenta N°827 2019 aprueba modificaciones al Informe de definición de SSCC a que se refiere el inciso segundo del 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Este define los servicios complementarios de control de frecuencia:

1. **Servicios de Control de Frecuencia:** Los servicios de Control de Frecuencia corresponden a aquellos servicios que permiten mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema eléctrico, y, por lo tanto, la frecuencia de éste, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.

    a. **Control Rápido de Frecuencia (CRF):** Corresponde a acciones de control automáticas locales que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. El Tiempo Total de Activación del servicio CRF será de 1 [s], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 5 [min].

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

b. **Control Primario de Frecuencia (CPF):** Corresponde a acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. El Tiempo Total de Activación del servicio CPF será de 10 [s], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 5 [min].

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

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

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

d. **Control Terciario de Frecuencia:** Corresponde a acciones de control activadas por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar al sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-).

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

Adicionalmente, existen otras definiciones de relevancia presentes en el Informe de definición SSCC

1. **Error de Control de Área:** Representa el cambio requerido de potencia activa de cada área para responder a una desviación de frecuencia y restaurar la frecuencia a su valor nominal. Se determina como la suma del error de flujo de potencia entre áreas y la multiplicación del error de frecuencia y el Bias de frecuencia, es decir, el factor que representa la característica de frecuencia del bloque de control expresado en MW/Hz.
2. **Tiempo de Inicio de Activación:** Periodo en que se inicia la prestación del Recurso Técnico Comprometido, contado desde que es requerido el respectivo Servicio Complementario. Se entenderá que el respectivo Servicio Complementario es requerido cuando se produzca una condición operativa en el Sistema Eléctrico Nacional, que active automatismos locales; a través del envío de la consigna tratándose de servicios automáticos centralizados; o desde la

instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador tratándose de Servicios Complementarios cuyo modo de activación no es mediante automatismos, según corresponda.

3. **Tiempo Total de Activación:** Periodo en que se entrega la totalidad del Recurso Técnico Comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación.

4. **Tiempo de Entrega:** Periodo en que las instalaciones deberán ser capaces de mantener el total del Recurso Técnico Comprometido de conformidad a lo dispuesto en la presente Resolución, contado desde el momento en que transcurrió Tiempo Total de Activación.

3.1.2 Norma Técnica de Servicios Complementarios

Por otro lado, si bien los Títulos 3-2, 3-3 y 3-4 de la NT SSCC establece el marco general para el desarrollo de este estudio, existen otros aspectos de definiciones relevantes:

1. **Demanda Neta:** Corresponderá al valor de demanda descontando la generación de energías renovables con recursos primarios variables, como la eólica y la solar fotovoltaica.

2. **Inercia:** Capacidad del SEN de resistir cambios en la frecuencia a través de la propiedad de las masas rotantes, como rotores de generadores síncronos, de oponerse a los cambios de su estado de movimiento. También se considerará como aporte a la inercia del SEN, la inercia sintética o emulada proveniente de fuentes basadas en inversores, capaz de sustituir parte de la respuesta de los generadores síncronos.

3.1.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Finalmente, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS) establece otros aspectos de definiciones y exigencias que también son de relevancia.

3.1.4 Definiciones

1. **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.

2. **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.

3. **Estatismo permanente:** Incremento porcentual de la frecuencia del sistema eléctrico que llevaría a una unidad generadora sincrónica operando a potencia nominal, a quedar en vacío, para un ajuste fijo de la consigna de velocidad en su Controlador de Carga/Velocidad; o incremento porcentual de la frecuencia del sistema eléctrico que llevaría a un parque eólico o fotovoltaico operando a potencia nominal, a quedar en vacío, para un ajuste fijo de la consigna de frecuencia en su Controlador de Frecuencia/Potencia.
4. **Reserva en Giro:** Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de instalaciones pueden aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación.
5. **Reserva Primaria:** Reserva para el CPF.
6. **Reserva Secundaria:** Reserva para el CSF.
7. **Reserva para Control de Frecuencia:** Margen de potencia activa de las instalaciones para realizar Control de Frecuencia.
8. **Servicios Complementarios:** Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1 de la Ley. Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.
9. **Severidad 5:** Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica o Sistema de Almacenamiento de Energía de mayor tamaño. En el caso de centrales de ciclo combinado deberá considerarse la configuración turbina de gas – turbina de vapor para determinar si la contingencia simple pudiera afectar total o parcialmente a más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva de un Elemento Serie del ST que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda en distintas zonas del SI que pueda presentarse como resultado de una Contingencia Simple en las Instalaciones de Clientes; o, falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar,.
10. **Tiempo máximo de establecimiento:** Tiempo que demora la señal de potencia entregada por la unidad generadora en ingresar en una banda del ±10% del valor final del escalón aplicado en la consigna de velocidad o de carga del Controlador de Carga/Velocidad.

3.1.5 Exigencias a Instalaciones de Generación

Artículo 3-6

Las instalaciones y equipamientos de centrales generadoras que operen interconectadas en el SI, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

a) Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora sincrónica, o un parque eólico o fotovoltaico, tal que en su Punto de Conexión éste sea de mayor potencia nominal que la de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto, deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para determinar los efectos de su desconexión intempestiva (falla de severidad 5).

   Si como resultado de los estudios se comprobara que es necesario aumentar el requerimiento de reservas para Control de Frecuencia, evaluado en los términos indicados en la NT SSCC, el Coordinador podrá limitar el despacho de esta unidad.

b) La conexión de los transformadores de poder de las unidades generadoras interconectadas al SI debe contar con un sistema de protecciones que asegure el cumplimiento de los tiempos máximos de despeje de fallas especificados en el Artículo 5- 40.

c) La protección de las unidades generadoras y sus conexiones con el SI debe cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:

   I. El TDF para fallas en las distintas instalaciones de la central deberá ser determinado por el Coordinado que la explota en el Estudio de Coordinación de Protecciones que deberá someter a la aprobación del Coordinador, pero en ningún caso podrá exceder los valores límites establecidos en Artículo 5- 40.

   II. Cada central generadora, incluido su transformador de poder, interconectada al SI, deberá disponer de protección de respaldo desde su Punto de Conexión para fallas en las instalaciones del ST.

   Por su parte, dichas instalaciones del Sistema de Transmisión deberán disponer de protección de respaldo para fallas que ocurran hasta en el lado de baja tensión del transformador de poder de la central. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones de respaldo deberán respetar los Pasos de Coordinación establecidos en el Artículo 5-40.

   III. Los paños que conectan los transformadores de poder de las centrales generadoras al SI deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en la medición de las corrientes, que den orden de desenganche necesarias para eliminar las contribuciones a la falla.

   IV. Las protecciones de sobre y baja frecuencia de las unidades sincrónicas de centrales generadoras, de parques eólicos o fotovoltaicos deberán estar ajustadas respetando los tiempos de operación mínimos exigidos en el Artículo 3-10.

   V. Cada unidad generadora conectada al SI deberá soportar, sin desconectarse del SI, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica en el Punto de Conexión de la central, considerando el despeje de la falla en tiempos de operación en respaldo.

VI. Los esquemas de protección de la central, incluidos sus transformadores de poder, deben permitir el acceso local y remoto desde la sala de control de la instalación, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos.

En caso de centrales cuyo Punto de Conexión al SI es en un nivel de tensión superior a 200 [kV], deben adicionalmente permitir el acceso remoto a la lectura de esta información desde el CC que la coordina y desde el Coordinador.

d) Las unidades sincrónicas deberán disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad.

e) La precisión de la medición de frecuencia para el control primario de frecuencia debe ser de ± 0,02% o superior.

f) Las unidades sincrónicas deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF. Adicionalmente, cuando lo solicite el Coordinado o cuando lo determine el Coordinador, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC, para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF.

g) Las centrales con unidades sincrónicas que participen en la prestación de Partida Autónoma, deberán disponer del equipamiento necesario para su adecuada provisión de acuerdo a los requerimientos del servicio, de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

h) Las centrales con unidades sincrónicas que participen en la prestación EDAG, ERAG y en los Sistemas de Protección Multiárea, deberán disponer de los equipamientos necesarios para su adecuada provisión, de acuerdo a los requerimientos del servicio de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

i) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán ser controlables dentro de su rango de potencia activa mínima y máxima disponible en cada momento. Adicionalmente, cuando lo solicite el Coordinado o cuando lo determine el Coordinador, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF, de acuerdo con su máxima generación de potencia activa disponible en cada momento.

j) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF según lo establecido en el Artículo 3-17.

k) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer de entradas para recibir una señal que establezca la máxima tasa de cambio a la cual podrán modificar su potencia activa.

Artículo 3-10

Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y subfrecuencia y al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos en que el Coordinador exija la desconexión forzada):

Límite Inferior	**Límite Superior**	**Tiempo Mínimo de Operación**			
(mayor que)	**(menor o igual que)**	**Hidroeléctricas**	**Termoeléctricas**	**Parques Eólicos**	**Parques Fotovoltaicos**
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. forzada		

Sin perjuicio de lo establecido en el presente Artículo, el ajuste específico que deberán implementar las unidades para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por el Coordinador. Para ello, si el fabricante de la unidad generadora o de los parques indica que los tiempos de operación permitidos para cada uno de los rangos de frecuencia indicados pueden ser mayores a los mínimos indicados en la tabla anterior, se deberá informar al Coordinador dicha posibilidad.

Los tiempos mínimos de operación establecidos en el presente Artículo son independientes de los tiempos aceptados para que la frecuencia incursione fuera de su valor nominal de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5-25.

Artículo 3-11

Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-10, las unidades o parques generadores deberán ser a los menos capaces de:

a) Operar establemente en forma permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido

en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su Punto de Conexión en el caso de parques, a cualquier nivel de potencia.

b) No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada en Estado Normal de operación al SI en su Punto de Conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 [Hz] - 49,5 [Hz].

c) Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. Para ello, la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 500 [ms].

A requerimiento del Coordinador, los Coordinados deberán informar la dependencia de la potencia activa estabilizada que las unidades son capaces de entregar en función de la frecuencia del sistema, en el rango 47,5 - 52 [Hz].

Artículo 3-16

Los Equipos de Compensación de Energía Activa deberán cumplir con:

a) Operar en forma continua en todos los rangos de tensión exigibles a las instalaciones de generación.

b) Operar en forma continua en todos los rangos de frecuencia exigibles a las instalaciones de generación fotovoltaica en el Artículo 3-10.

Artículo 3-17

El Controlador de Carga/Velocidad de cada unidad generadora sincrónica deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

a) Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo.

Los rangos de ajustes serán:

I. Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%.

II. Otras unidades sincrónicas: de 4% a 8%.

b) Banda muerta inferior a 0,1% del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 25 [mHz].

c) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso 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.

El controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos debe cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

a) 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 que el propietario del parque eólico o fotovoltaico proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.

b) En caso de sobrefrecuencia, la acción del controlador de frecuencia / potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55 % de la potencia activa disponible por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50,2 [Hz] hasta 51,5 [Hz].

c) En caso de subfrecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2% al 8%.

d) La banda muerta será de ±200 [mHz].

e) El funcionamiento del controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario. Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán contar también con funciones de control que aseguren que la tasa de toma de carga no supere un valor ajustable entre 0 a 20% de la potencia nominal del parque por minuto, tanto durante su arranque como durante su operación normal.

   Sin perjuicio de lo establecido en el presente Artículo, el ajuste específico que deberán implementar las unidades generadoras y parques eólicos y fotovoltaicos para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por el Coordinador, en atención a la seguridad y calidad de servicio y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5.

Artículo 3-18

Todas las instalaciones que participen en la prestación de CSF, deberán estar integrada a un control centralizado de generación que esté habilitado para cumplir con el CSF.

El Coordinador establecerá los requisitos y requerimientos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipamientos del control centralizado de generación para implementar un AGC en el SI, teniendo en cuenta las siguientes exigencias:

a) El sistema de control debe comprender un CSF, que actúe en forma conjunta sobre la consigna de potencia de todas las instalaciones que están en operación y participando del CSF.

b) El controlador deberá ser de acción integral o proporcional-integral.

c) El gradiente de toma de carga por acción conjunta no deberá ser menor a 4 [MW/min].

3.1.6 Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio

Artículo 5-25

El Coordinador deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SI permanezca en su valor nominal de 50 [Hz], aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante cualquier período de control de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:

a) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:

- sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99% del período;
- entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5% del período;
- entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.

b) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:

- sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97% del período;
- entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período;
- entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.

Artículo 5-35

En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de

la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior a 200 [kV].

Artículo 5-36

En el caso que una Contingencia Simple o Extrema dé lugar a una condición de sobrefrecuencia, el incremento transitorio de la frecuencia deberá ser controlado prioritariamente con los recursos asociados a los Servicios de Control de Frecuencia, y en la medida que sea necesario, deberán implementarse los EDAG, ERAG y/o Sistemas de Protección Multiárea que impidan que la frecuencia alcance valores tales que se activen las protecciones contra sobrefrecuencia y/o sobrevelocidad con que está equipadas las instalaciones que participen en la prestación.

Artículo 5-37

En el caso que una Contingencia dé lugar a una variación de la frecuencia, el Coordinador deberá verificar mediante simulaciones previas, que las variaciones de frecuencia fuera de la banda de operación en régimen permanente definida en el Artículo 5-25, no excedan los tiempos máximos de funcionamiento en cada nivel de frecuencia exigibles al conjunto de unidades generadoras que están conectados al SI, indicadas en el Artículo 3-10.

En el caso que los EDAC y Sistemas de Protección Multiárea habilitados no puedan restablecer la frecuencia dentro de los rangos y los tiempos indicados en el Artículo 3-10, el Coordinador estará facultado para ordenar desconexiones manuales de carga.

3.2 Proyectos Incluidos en el Estudio

Para la elaboración del Estudio se incluyeron las obras más relevantes de generación, transmisión y consumo, de acuerdo con la declaración de instalaciones de generación y transmisión en construcción realizada por la CNE en enero 2020 y aquellas presentes en el Catastro de Nuevos Proyectos elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los propietarios respectivos. Cabe señalar que estos son los antecedentes con que contaba el Coordinador en enero de 2020 y que las fechas señaladas pudieran diferir actualmente.

Tabla 5: Proyectos de Generación Considerados

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada De Interconexión	Tipo De Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación	Punto De Conexión
Granja Solar	María Elena Solar S.A.	feb-20	Solar Fotovoltaico	105	Región de Tarapacá	S/E Lagunas 220 kV
Andes Solar IIA	ANDES SOLAR SpA	feb-20	Solar Fotovoltaico	80	Región de Antofagasta	S/E Andes 220 kV
Usya	USYA SpA	feb-20	Solar Fotovoltaico	52.4	Región de Antofagasta	S/E Calama 110 kV

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada De Interconexión	Tipo De Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación	Punto De Conexión
Parque Solar Fotovoltaico Nuevo Quillagua	Parque Eólico Quillagua SpA	may-20	Solar Fotovoltaico	100	Región de Tarapacá	Tap Off Quillagua 220 kV
Tolpán Sur	Tolpán Sur SpA	jun-20	Eólico	84	Región de la Araucanía	S/E Mulchén 220 kV
Cabo Leones II	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	jul-20	Eólico	204	Región de Atacama	S/E Maitencillo 220 kV
Parque Solar Capricornio	Engie Energía Chile S.A.	ago-20	Solar Fotovoltaico	87.9	Región de Antofagasta	S/E Capricornio 110 kV
Atacama Solar II	Atacama Solar S.A.	sep-20	Solar Fotovoltaico	150	Región de Tarapacá	S/E Lagunas 220 kV
Parque Fotovoltaico San Pedro	GPG Solar Chile 2017 SpA	sep-20	Solar Fotovoltaico	106	Región de Antofagasta	S/E Seccionadora Lasana, Línea 1x220 kV Calama - Solar Jama
Parque Eólico Calama	Engie Energía Chile S.A.	sep-20	Eólico	150	Región de Antofagasta	Tap Off en Línea Calama – Solar Jama 1x220 kV
Parque Eólico Malleco – Fase I	Wpd Malleco SpA	oct-20	Eólico	135.1	Región de la Araucanía	S/E Río Malleco 220 kV
Parque Eólico Alena	AR Alena SpA	oct-20	Eólico	84	Región del Biobío	Tap Off Coyanco en Línea 1x154 kV Los Ángeles - Santa Fe
Santa Isabel Etapa I	TSGF SpA	oct-20	Solar Fotovoltaico	158.7	Región de Antofagasta	S/E Seccionadora Línea Encuentro – Lagunas 220 kV
Cerro Pabellón Unidad 3	Geotérmica del Norte S.A.	oct-20	Geotérmica	33	Región de Antofagasta	S/E Cerro Pabellón 220 kV
Parque Fotovoltaico La Huella	Austrian Solar Chile Seis SpA	oct-20	Solar Fotovoltaico	84	Región de Coquimbo	S/E Don Héctor 220 kV
Parque Eólico Tchamma	AR Tchamma SpA	oct-20	Eólico	155.4	Región de Antofagasta	S/E Seccionadora Pallata 220 kV, Línea Encuentro – SGO 1x220 kV
Río Escondido	AR Escondido SpA	oct-20	Solar Fotovoltaico	145	Región de Atacama	S/E Cardones 220 kV
Parque FV Azabache	Parque Eólico Valle de los Vientos SpA	nov-20	Solar Fotovoltaico	59.8	Región de Antofagasta	S/E Calama 110 kV
Parque Eólico Mesamávida	Energía Eólica Mesamávida SpA	nov-20	Eólico	60	Región del Biobío	S/E Santa Luisa 154 kV
Parque Eólico Cerro Tigre	AR Cerro Tigre SpA	nov-20	Eólico	184.8	Región de Antofagasta	S/E Farellón 220 kV
Campos del Sol	Enel Green Power del Sur SpA	nov-20	Solar Fotovoltaico	381	Región de Atacama	S/E Carrera Pinto 220 kV
Trupán	Asociación de Canalistas del Canal Zañartu	dic-20	Hidro-Pasada	20	Región del Biobío	Torre 121 Línea Abanico – Charrúa 154 kV
Los Cóndores	Enel Generación Chile S.A.	dic-20	Hidro-Pasada	150	Región del Maule	S/E Ancoa 220 kV
Las Lajas	Alto Maipo SpA	dic-20	Hidro-Pasada	267	Región Metropolitana de Santiago	S/E Florida 110 kV

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada De Interconexión	Tipo De Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación	Punto De Conexión
Alfalfal II	Alto Maipo SpA	dic-20	Hidro-Pasada	264	Región Metropolitana de Santiago	S/E Los Almendros 220 kV
MAPA	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	dic-20	Biomasa	166	Región del Biobío	S/E Planta Arauco 220 kV
Parque Eólico La Estrella	Eólica La Estrella SpA	dic-20	Eólico	50	Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	Línea Quelentaro - Portezuelo 110 kV
Planta FV Sol del Desierto Fase I	Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	dic-20	Solar Fotovoltaico	175	Región de Antofagasta	S/E María Elena 220 kV
Cabo Leones III Fase 1	Ibereólica Cabo Leones III S.A.	ene-21	Eólico	78.1	Región de Atacama	S/E Maitencillo 220 kV
Parque Eólico Negrete – Etapa I	Wpd Negrete SpA	ene-21	Eólico	36	Región de Biobío	S/E Negrete 66 kV
Parque Eólico Malleco – Fase II	Wpd Malleco SpA	feb-21	Eólico	137.9	Región de la Araucanía	S/E Río Malleco 220 kV
Los Olmos	Energía Eólica Los Olmos SpA	feb-21	Eólico	100	Región del Biobío	Nueva S/E Seccionadora Los Olmos 220 kV en Línea 1x220 kV Tolpán - Mulchén
Parque FV Malgarida I	Acciona Energía Chile SpA	mar-21	Solar Fotovoltaico	28	Región de Atacama	S/E Cumbre 220 kV
Parque FV Malgarida II	Acciona Energía Chile SpA	mar-21	Solar Fotovoltaico	162.7	Región de Atacama	S/E Cumbre 220 kV
Cardones	Renovalia	oct-21	Solar Fotovoltaico	35	Región de Atacama	Línea 110 kV Maitencillo – Cardones

Tabla 6: Proyectos de Transmisión Considerados

Proyecto	Fecha
Seccionamiento de la línea 2x220 kV Cardones–Carrera Pinto– Diego de Almagro y Cambio de configuración en SE San Andrés 220 kV	ene-20
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV en SE Don Goyo	ene-20
Nueva Subestación Seccionadora Frontera	ene-20
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	feb-20
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en SE Nueva Pan de Azúcar, Nueva Maitencillo y Nueva Cardones	feb-20
Nueva Compensación Serie en SE Puente Negro 220 kV	mar-20
Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	jun-20
Seccionamiento en Línea 2X154 kV Alto Jahuel – Tinguiririca en S/E Punta de Cortés	jul-20
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	ago-20
Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV	ago-20
Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	nov-20
S/E Seccionadora EL Rosal 220 kV	nov-20
S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	nov-20
Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	may-21
S/E Nueva Ancud 220 kV	may-21
Reemplazo de Transformador 220/110 kV de 75 MVA por 150 MVA	jun-20
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	nov-20
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	nov-20
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde SE Crucero a SE Nueva Crucero Encuentro	feb-20
Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	mar-20

Proyecto	Fecha
S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV	nov-20
S/E Seccionadora Puerto Patache 220kV	jun-20
S/E Seccionadora Geoglifos 220kV	ago-20
Línea de Transmisión 220 kV Lagunas - Puquios, S/E Challacollo, S/E Paguana, S/E Tiquima 220kV	nov-20
S/E Patillos 220 kV	ago-20
S/E Pallata 220 kV	ago-20
S/E Seccionadora Lasana	sep-20

3.3 Topología y Horizonte de Estudio

La topología considerada para el análisis corresponde a la condición habitual en la que se estima operará el Sistema de Transmisión en el horizonte de evaluación del Estudio, comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2021.

3.4 Escenarios Base

A partir de las bases de datos DIgSILENT del SEN se recrearon escenarios en demanda alta de día y noche, además de demanda baja también de día y noche.

3.4.1 Escenarios de Demanda Máxima

3.4.1.1 Noche 22:00 hrs

Este corresponde a un Escenario de Demanda Alta durante la noche (22:00 horas), considerando bajo aporte ERV, (en torno a 370 [MW] y correspondiente a unidades eólicas). El parque generador es mayoritariamente convencional y las unidades térmicas de la zona Norte están operando económicamente a plena carga en su gran mayoría. Estas serían las condiciones de mayor inercia previstas en el SEN con alrededor de 56,4 [GVA s].

3.4.1.2 Día 16:00 hrs (alta Penetración ERV)

Para escenarios de demanda alta con alta generación ERV, preferentemente en la Zona Norte del SEN, se analizó la respuesta dinámica ante la salida intempestiva de la unidad de mayor capacidad. Este corresponde a un escenario demanda alta a las 16:00 hrs (alrededor de 10940[MW] de generación bruta total del SEN), con alta penetración ERV (alrededor de 3370 [MW]).

3.4.2 Escenarios de Demanda Baja

Considerando la menor inercia y demanda del SEN, los escenarios de demanda baja tienden a representar las condiciones más desfavorables en términos del control de frecuencia. De acuerdo con la experiencia de la operación real del SEN, para el 1 de enero se presentan condiciones coincidentes de baja demanda y alta penetración ERV lo que se traduce en también una baja inercia. Lo anterior se muestra en la figura 1.

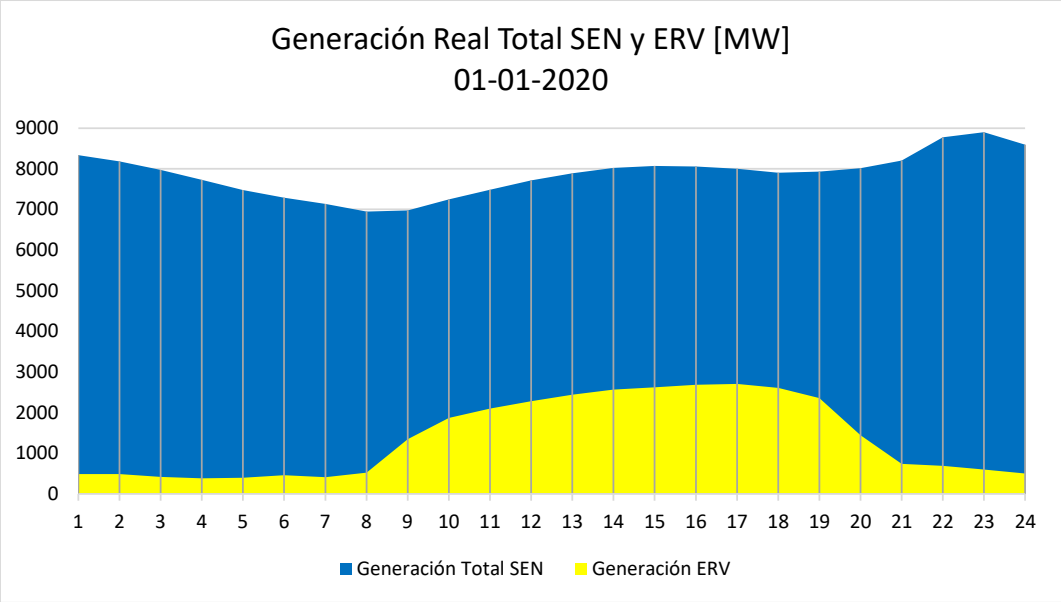

Figura 1: Generación Real Total SEN y ERV. Escenario 01-01-2020.

También se pueden obtener los perfiles diarios de generación para cada día completo de los escenarios proyectados como resultados del PLP/Plexos. Además, debido a que los escenarios son generalmente solicitados con un detalle de las unidades en conformidad con los nombres de la BD DIgSILENT, es posible realizar una estimación de la inercia sistémica para cada perfil diario, obtenido a partir de los parámetros de los modelos de los generadores sincrónicos. Para cada generador se tiene su aporte a la inercia del SEN con la potencia aparente nominal [MVA] y la constante de inercia H [s] (base [MVA]).

Por lo tanto en primera instancia, se tiene en la figura siguiente el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 1 de enero de 2021 para una condición de hidrología media. La demanda mínima ocurre a las 8:00 hrs con 6962 [MW] y la mínima inercia es del orden de 35,1 [GVA s] a las 10:00 hrs con una generación total de 7085 [MW]. Entre las 8:00 y las 20:00 la inercia prevista para el SEN es menor a la prevista en el ECF y DR 2019 de aproximadamente 38,9 [GVA s].

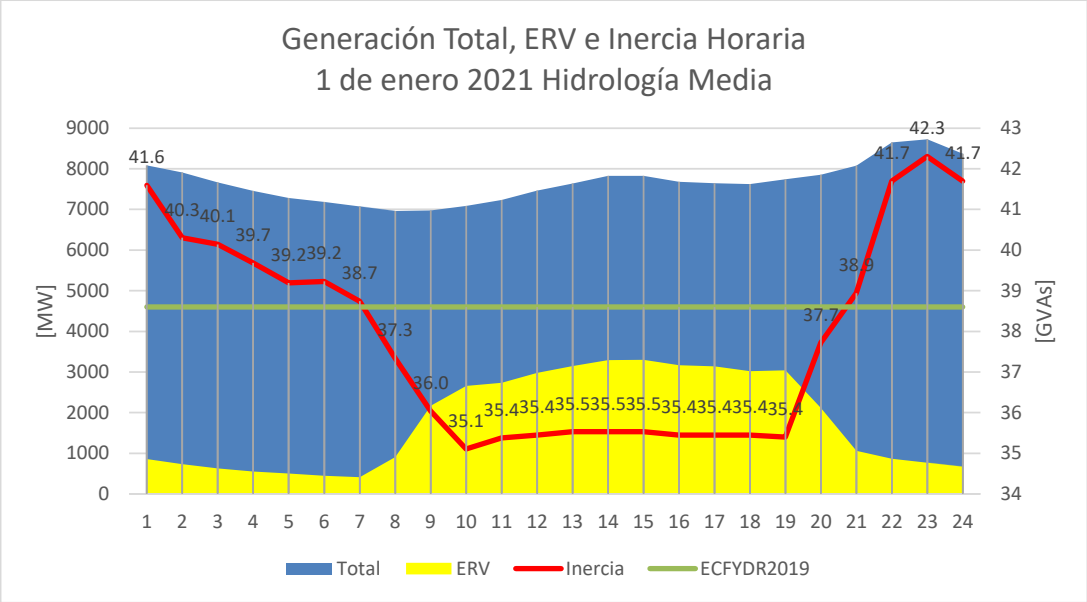

Figura 2: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 01-01-2021 para hidrología media.

Posteriormente, se tiene en la figura siguiente el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 1 de enero de 2021 para una condición de hidrología seca. En esta situación, la mínima inercia es del orden de 35,9 [GVA s] a las 12:00 hrs y se mantiene casi constante hasta las las 18:00 hrs. En dicha banda horaria la menor generación total es de 7264 [MW] a las 12:00 hrs. Entre las 9:00 y las 19:00 la inercia prevista para el SEN es menor a la prevista en el ECF y DR 2019 de aproximadamente 38,9 [GVA s].

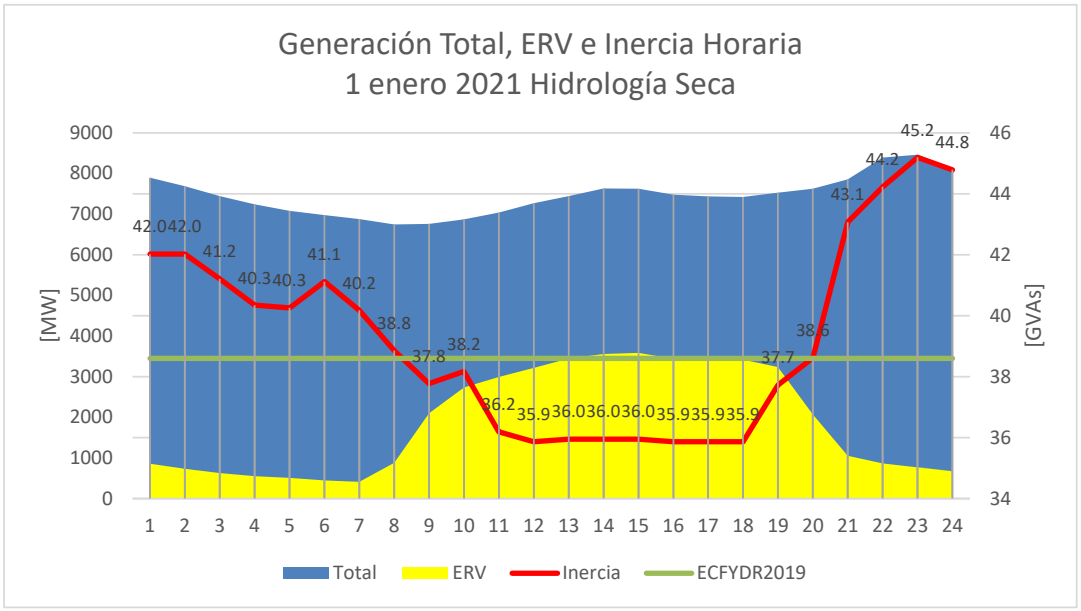

Figura 3: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 01-01-2021 para hidrología seca.

Los resultados para la inercia prevista para 1 de enero de 2021 son mayores para la condición de hidrología seca que hidrología media. Esto se debe a que las unidades térmicas, en general, tienen una mayor constante de inercia debido a sus dimensiones y aspectos constructivos.

Asimismo, fue solicitado un escenario adicional de demanda baja para septiembre de 2021, debido a que durante fiestas patrias del año 2019 se dio una condición de aproximadamente 50% penetración ERV, como se aprecia en la siguiente figura

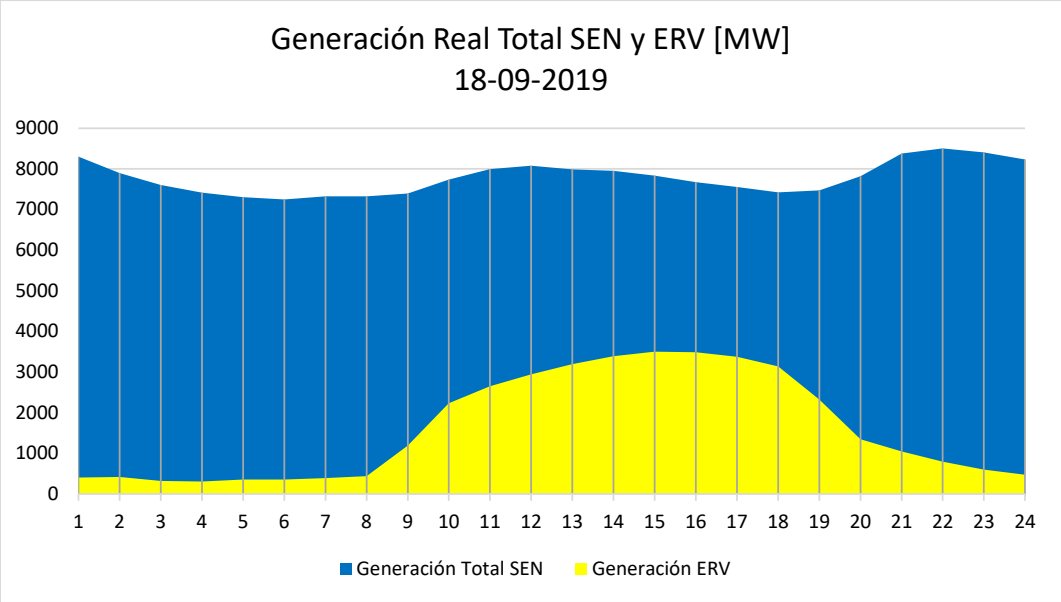

Figura 4: Generación Real Total SEN y ERV. Escenario 18-09-2019.

Los resultados se muestran en la siguiente figura, donde se tiene también el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 18 de septiembre de 2021 para una condición de hidrología media. La demanda mínima ocurre a las 5:00 hrs con 5926 [MW] y la mínima inercia es del orden de 30,1 [GVA s], más menos constante entre las 13:00 y las 18:00 hrs, donde la mínima generación total (en ese horario) es de 6356 [MW] a las 18:00. Durante todo el día la inercia prevista para el SEN es menor a la prevista en el ECF y DR 2019 de aproximadamente 38,9 [GVA s].

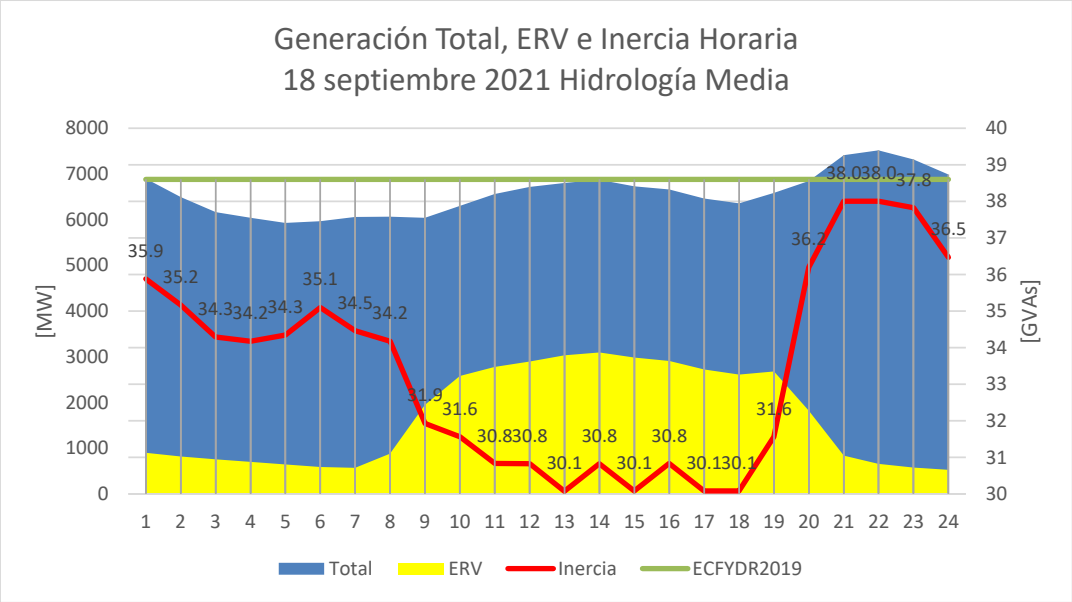

Figura 5: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 18-09-2021 para hidrología media.

A partir de los resultados descritos, se puede concluir que las condiciones más desfavorables para efectos del control de frecuencia están previstas para el segundo semestre de 2021, particularmente para el 18 de septiembre durante la tarde. Cabe señalar que las condiciones previstas corresponden a una reducción de más de un 20% en la inercia respecto de la considerada en los análisis de la versión 2019 del ECF y DR.

Cabe señalar que posterior a octubre del 2019 se han presentado escenarios con demandas mínimas del orden de 6500 [MW] y en el actual contexto (emergencias sanitarias o eventos imprevistos que afecten sensiblemente la demanda eléctrica) no es exagerado considerar escenarios con demandas aún inferiores. En todo caso, en el ECFyDR 2020 parte 2 se podrá enfocar el análisis sobre requerimientos mínimos del sistema ante contingencias para distintos escenarios. Lo anterior permitiría reducir dichos requerimientos cuando las condiciones operativas del SEN lo permitan.

3.4.2.1 Noche 05:00 hrs (Demanda Mínima Prevista)

Este corresponde al escenario de demanda mínima sistémica, que se estima ocurrirá el 18 de septiembre de 2021 a las 05:00 hrs. La demanda total del sistema se encuentra en torno a los 5928 [MW] y se tiene una inyección ERV sobre los 660 [MW], lo que se traduce en una de las menores condiciones de inercia previstas con alrededor de 34,2 [GVAs].

3.4.2.2 Día 18:00 hrs (Inercia Mínima Prevista)

Este corresponde al escenario de demanda baja, para la que se prevé haya una alta generación ERV (sobre los 2000 [MW]) y se estima ocurrirá el 18 de septiembre de 2021 a las 18:00 hrs. La demanda total del sistema se encuentra en torno a los 6349 [MW] y se tiene una alta penetración ERV, lo que se traduce en la condición de menor inercia prevista con aproximadamente 30 [GVAs].

A continuación, en tabla 7 se muestra el resumen de todos los escenarios analizados:

Tabla 7. Resumen Generación Escenarios Base ECFyDR 2020

Escenarios	Generación Total SEN [MW]	Generación Convencional [MW]	Generación ERV [MW]	Solar MW]	Eólica [MW]	Inercia [GVA*s]	Demanda [MW]	Pérdidas [MW]
01.-DA_20-07-2021 22-00 hrs_HM	10294,0	9920,5	373,5	0,0	373,5	56,4	9848,3	445,7
02.-DA_09-03-2021 16-00 hrs_HS	10648,6	7275,6	3373,0	2541,6	831,4	50,8	10237,8	410,8
03.-DB_01-01-2021 08-00 hrs_HM	7097,9	6348,9	749,0	444,8	304,3	37,5	6843,6	254,3
04.-DB_01-01-2021 10-00 hrs_HM	7074,6	4732,0	2342,6	2134,7	207,9	35,4	6843,6	231,0
05.-DB 18-09-2020 05-00 hrs_HM	5928,2	5264,7	663,5	0,0	663,5	34,2	5690,3	237,9
06.-DB 18-09-2021 18-00 hrs_HM	6349,5	3834,8	2514,7	2119,9	394,8	30,1	6153,7	195,8

El detalle de los despachos se adjunta como parte de los anexos del documento.

Para el ECFyDR2019 los escenarios eran menos exigentes que los previstos tanto para la operación real como para la versión del ECFyDR 2020. Estos se resumen a continuación.

*Tabla 8. Resumen Generación Escenarios Base **ECFyDR 2019***

Escenario	Generación Total SEN [MW]	Inercia [GVA*s]	Generación ERV [MW]
01.-Demanda Máxima día ERV (Ene 2020 15:00 hrs)	10963	53,9	Solar 1762 Eólico 751
02.-Demanda Máxima noche (Jun 2020 20:00 hrs)	10942	61,8	Eólico 876
03.-Demanda Mínima (Ene 2020 05:00 hrs)	7629	39,7	Eólico 671
03.-Demanda Baja día ERV (Ene 2020 17:00 hrs)	8225	38,6	Solar 1839 Eólico 1209

La inercia del sistema eléctrico da cuenta de la energía cinética almacenada en los rotores de las unidades sincrónicas y tiene directa relación con la tasa de caída de frecuencia en los primeros instantes ante un desbalance entre generación y demanda. Por lo anterior, la inercia del SEN tiene un efecto en los requerimientos de CPF inicial para reducir la excursión de la frecuencia y evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC, mientras que el nivel de demanda del SEN tiene efecto en los requerimientos de CPF permanentes. Lo anterior ocurre debido al amortiguamiento de la carga por su dependencia ante cambios en la frecuencia y tensión. Esto se puede apreciar en los resultados globales de las simulaciones a nivel SEN.

3.5 Antecedentes Específicos

Los antecedentes específicos considerados en este estudio son:

a) Históricos:
    a. Registros de la generación total bruta y generación ERV, durante el periodo de septiembre 2019 a febrero del año 2019, con resolución de 1 segundo.
    b. Registros de generación horaria real y programada del período comprendido entre el 01 de septiembre de 2019 al 29 de febrero de 2020.
b) Vigentes:
    a. Esquema de EDAC vigente.
    b. Base de datos (BD) Power Factory DIgSILENT del SEN.
c) Previstos: Predicción de la demanda del año 2021 y plan de obras de generación y transmisión presentado por la CNE en la declaración de instalaciones de generación y transmisión en construcción realizado por la CNE en enero 2020.

En cuanto al esquema de desconexión automática de carga (EDAC) del SEN, el estudio supone que el primer escalón de frecuencia absoluta es de 48,9 [Hz], por cuanto el Coordinador ha instruido la inhabilitación del escalón de 49,0 [Hz] del EDAC del Norte Grande.

4 DESARROLLO DEL ESTUDIO

4.1 Inercia y Reservas ante Contingencias

Para evaluar la necesidad de la determinación de los requerimientos mínimos de inercia total del SEN y de reservas ante contingencias, se realizaron diversas simulaciones en la BD DIgSILENT del SEN. Para ello, se consideraron condiciones de operación previstas más desfavorables en cuanto a la inercia sistémica, ya sea escenarios de demanda mínima y máxima, como así también escenarios de día y noche, lo anterior considerando que ante una mayor penetración ERV para un mismo nivel de demanda el sistema cuenta con una menor inercia.

Para el caso de contingencias de generación, se consideró una contingencia de severidad 5, según lo señalado en la NT SyCS, que derive en la mayor potencia desconectada. Esta contingencia corresponde a un ciclo combinado en San Luis con 397 [MW] de generación y 3,4 [GVAs] de inercia. Para el caso de contingencias de consumos, se consideró la pérdida intempestiva del consumo de mayor magnitud que corresponde a "I. Minero" con alrededor de 200 [MW].

En el presente informe se determinan sólo los requerimientos de CPF para las condiciones más desfavorables de inercia y sin considerar la presencia de CRF, acorde con las condiciones de operación esperadas y los recursos disponibles en el horizonte del estudio.

4.1.1 Consideraciones en cuanto a la Respuesta del SEN ante Contingencias

En relación con las exigencias normativas, la respuesta de la frecuencia del SEN ante contingencias simples debe cumplir con:

- Una determinada tasa de caída de frecuencia (2[Hz/s], según NT SyCS art 3-10): se exige que las unidades o parques soporten sin desconectarse cambios en la frecuencia de hasta 2 Hz/s.
- Un determinado error permanente de frecuencia (según NT SyCS artículo 5-25): de este artículo se desprende que, para variaciones de frecuencia en operación normal, la banda de frecuencia admisible corresponde a +/-0,2 [Hz], mientras que para la situación postcontingencia la banda admisible sería +/-0,7 [Hz]. Esto significa que la frecuencia de régimen permanente luego de la acción del CPF debe establecerse por sobre 49.3Hz. Estos criterios determinan los montos mínimos de reserva requeridos para el CPF.
- Una excursión máxima o valor mínimo de frecuencia (48,3 [Hz], según NT SyCS artículo 5-35): ante una contingencia simple la frecuencia mínima admisible es 48,3 [Hz], permitiéndose un descenso transitorio por debajo de ese valor por menos de 200 ms. En el cumplimiento de esta exigencia inciden principalmente la inercia del sistema y también la acción conjunta del CRF y CPF. Esta exigencia contribuye a la seguridad de la operación del sistema.

No obstante lo anterior, en el artículo 3-11 de la NT de SSCC, se establece que "*Para el dimensionamiento de las reservas, el Coordinador deberá verificar que la operación de éstas permita*

mantener la frecuencia dentro de los rangos normativos y sobre la frecuencia de operación de los EDAC, considerando contingencias simples." Al respecto, teniendo en cuenta la frecuencia de actuación del EDAC vigente (48,9 Hz para el primer desprendimiento de carga), la aplicación de este criterio para el dimensionamiento de la reserva es más exigente que lo dispuesto en el artículo 5-35 de la NT SyCS.

4.1.2 Reservas de CPF ante Contingencias de Generación

4.1.2.1 Metodología

Se determinan los requerimientos de CPF mínimos tal que, para las condiciones más desfavorables de Inercia y CRF nulo, la respuesta de la frecuencia del SEN ante la contingencia simple de generación más exigente cumpla con los estándares normativos. La relevancia de este análisis es que considera los recursos disponibles en el sistema para el cumplimiento de los estándares normativos, particularmente para evitar desconexión de carga por acción del EDAC.

Para evaluar la contribución del CPF a reducir la excursión máxima de la frecuencia postcontingencia, se determinan los requerimientos de aporte de CPF a los 10 segundos con el fin de evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC. No obstante, debido a que en las simulaciones realizadas se detectó que la frecuencia mínima se alcanza previo a los 10 segundos para ese escenario, se determinó también el valor efectivo 0-10s postcontingencia calculado como la integral de la potencia de turbina en dicho intervalo dividida por 10 segundos.

Por otro lado, se determinan los requerimientos de CPF para que el error permanente de frecuencia postcontingencia no supere los 0,7 [Hz]. Para los análisis fue escogido el escenario de mínima inercia correspondiente al denominado "06.-DB 18-09-2021_18-00 hrs_HM". Fueron analizados 4 casos distintos de combinaciones de unidades participantes en el CPF.

Se buscó obtener una respuesta crítica de la frecuencia del SEN habilitando los controladores de carga/velocidad del mínimo de unidades posibles sin alterar significativamente el despacho. El escenario base tiene una alta reserva en giro disponible y, los montos y cantidad de unidades participantes requeridas para el CPF que resultan del análisis, no permiten reducirla significativamente. Por lo tanto, para efectos de los resultados, solamente tiene relevancia el aporte efectivo postcontingencia al CPF inicial y permanente, de manera que la reserva en giro es solo referencial.

Fueron considerados tiempos de simulación de 121 segundos y la contingencia se aplicó en el primer segundo de simulación. Esto se realiza para contemplar los tiempos de establecimiento exigidos para unidades hidráulicas en el Art 3-17 de la NT SyCS.

4.1.2.2 Resultados

4.1.2.2.1 Caso 1 Unidades Térmicas e Hidráulicas previstas en despacho del escenario analizado

Los resultados se resumen en la tabla 9. Se aprecian los aportes iniciales (10 segs) y permanentes (2 minutos), tanto para la potencia electrica como mecánica. Además se muestra en la última columna el Valor Efectivo del aporte de potencia mecanica en los primeros 10 segundos postcontingencia. Este se determina como la integral de la potencia mecánica instantánea en el intervalo 0-10 segs postcontingencia, dividido en dicho intervalo.

Tabla 9: Resultados Unidades Participantes en CPF ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 1: Unidades Térmicas e Hidráulicas.

				Potencia Eléctrica							Potencia Turbina						
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Din. [MW]	Despa-cho [MW]	RGiro [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30 s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s
ANG1	carbón	1584,0	280,0	150,1	**129,9**	196,3	**46,2**	172,9	164,6	**14,5**	198,1	**48,0**	172,8	164,7	**14,6**	**29,1**	**61%**
ANG2	carbón	1584,0	284,4	150,1	**134,3**	196,3	**46,2**	172,9	164,6	**14,5**	198,1	**48,0**	172,8	164,7	**14,6**	**29,8**	**62%**
CCH1	carbón	1273,8	274,0	105,1	**168,9**	142,8	**37,7**	140,7	139,4	**34,3**	144,1	**39,0**	140,4	139,3	**34,2**	**22,6**	**58%**
CCH2	carbón	1273,8	274,0	105,1	**168,9**	142,8	**37,7**	138,2	136,5	**31,4**	144,1	**39,0**	138,2	136,5	**31,4**	**21,9**	**56%**
Guacolda U3	carbón	885,2	152,0	75,0	**77,0**	81,6	**6,6**	82,5	82,5	**7,5**	82,6	**7,6**	82,6	82,6	**7,6**	**6,2**	**82%**
Guacolda U4	carbón	885,2	152,0	75,0	**77,0**	81,6	**6,6**	82,5	82,5	**7,5**	82,6	**7,6**	82,6	82,6	**7,6**	**6,3**	**82%**
El Toro U1	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	55,1	**30,1**	-	71,3	**46,3**	55,4	**30,4**	-	71,3	**46,3**	**13,9**	**46%**
El Toro U2	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	55,1	**30,1**	-	71,3	**46,3**	55,4	**30,4**	-	71,3	**46,3**	**13,9**	**46%**
El Toro U3	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	52,5	**27,5**	-	71,3	**46,3**	52,8	**27,8**	-	71,3	**46,3**	**12,6**	**45%**
El Toro U4	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	42,7	**17,7**	-	68,7	**43,7**	43,0	**18,0**	-	68,7	**43,7**	**7,9**	**44%**
Canutillar U1	hidro	224,0	86,4	55,0	**31,4**	68,3	**13,3**	-	71,8	**16,8**	68,9	**13,9**	-	71,8	**16,8**	**4,9**	**35%**
Canutillar U2	hidro	224,0	86,4	55,0	**31,4**	75,4	**20,4**	-	71,8	**16,8**	68,9	**13,9**	-	71,8	**16,8**	**4,9**	**35%**
					1209,2		**320,2**			**326,2**		**323,5**			**326,2**	**174,0**	**54%**

En la figura 6 se aprecia la frecuencia eléctrica para un conjunto de barras del SEN, considerando una combinación de unidades hidráulicas y térmicas, participantes en el CPF. El valor mínimo que alcanza la frecuencia corresponde a 48,919 [Hz] a los 8,37 segundos postcontingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia se restituye por sobre los 49,3 [Hz] a los 19,516 segundos de simulación. Por lo tanto se cumple con las exigencias establecidas en los Art. 5-25, 5-35 y 5-37 de la NT SyCS.

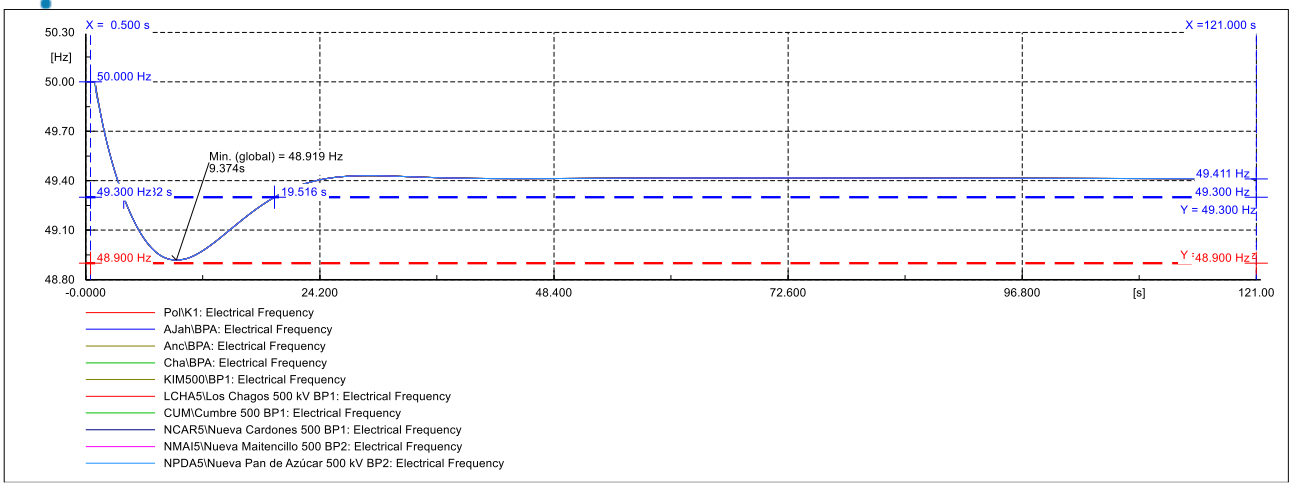

Figura 6: Frecuencia Eléctrica SEN. Escenario DB día. Caso 1: Unidades Térmicas e Hidráulicas.

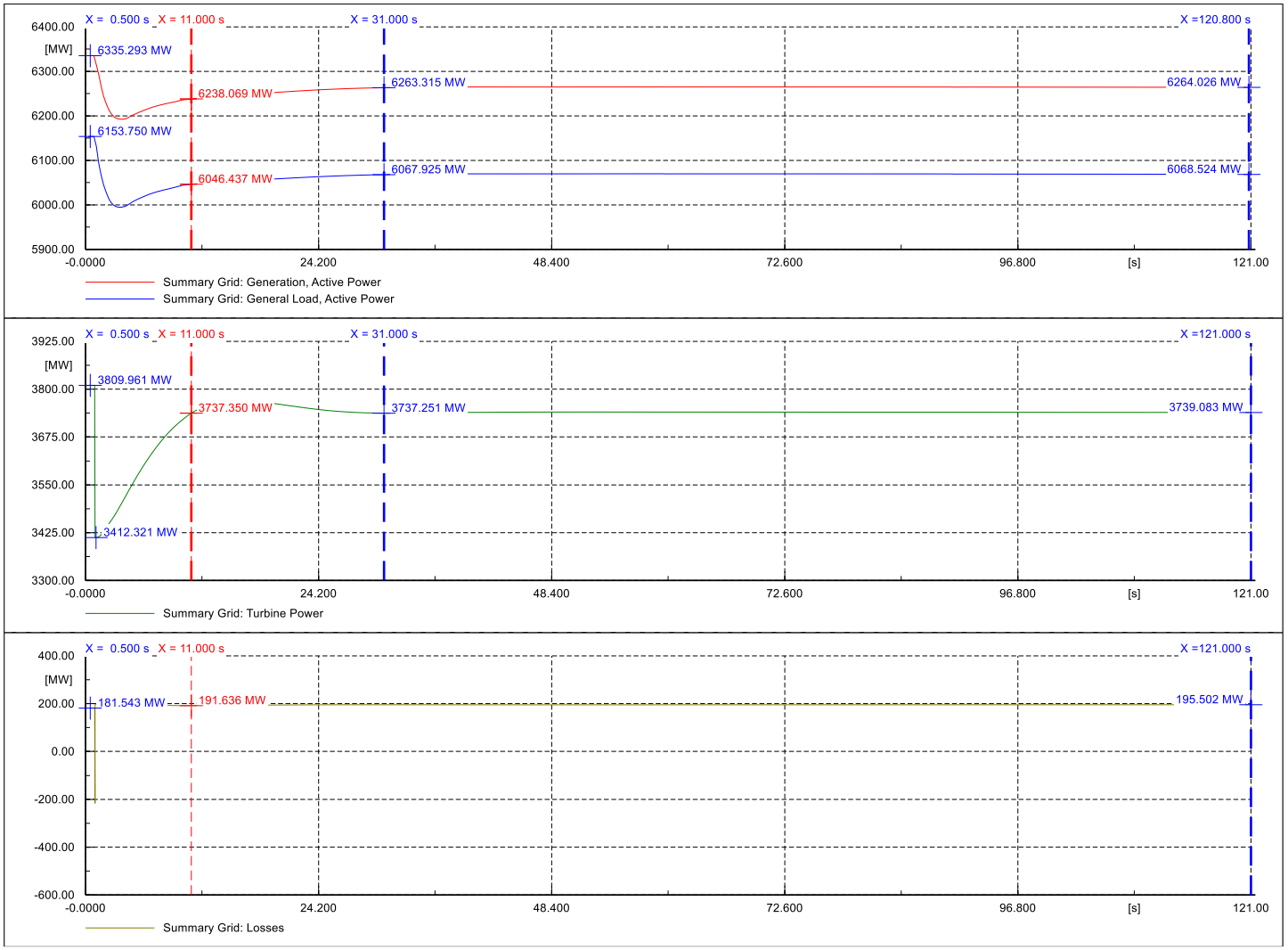

Figura 7: Balance SEN. Escenario DB día. Caso 1: Unidades Térmicas e Hidráulicas.

Los resultados del balance a nivel sistémico se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 10: Balance SEN ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 1: Unidades Térmicas e Hidráulicas.

Balance Total SEN	Inicial [MW]	Postcont. [MW]	10segs [MW]	30 segs [MW]	2min [MW]	Balance [MW]
Generación	6335,3	-	6238,1	6263,3	6264,0	-
Carga	6153,8	-	6046,4	6067,9	6068,5	**85,2**
Potencia Mecánica		3412,3	3737,4	3737,3	3739,1	-
Pérdidas	181,5		191,6	-	195,5	**-14,0**
Aporte CPF	-	-	**325,0**	**324,9**	**326,8**	**326,8**
	0,0		0,0		0,0	**398,0**

De la figura 7, denominada "Balance" resumida en tabla 10, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de 326,8 [MW].
- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es 85,2 [MW].
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 14 [MW].
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de generación, se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada más la variación total del consumo y menos el aumento de pérdidas de potencia y corresponde a 398 [MW]

Los resultados de la simulación como así también el detalle de los aportes se adjunta en el anexo 6.1.

4.1.2.2.2 Caso 2 Unidades Hidráulicas

Los resultados se resumen en la siguiente tabla. Se aprecian los aportes iniciales (10 segs) y permanentes (2 minutos), tanto para la potencia eléctrica como mecánica. Además se muestra en la ultima columna el Valor Efectivo del aporte de potencia mecanica en los primeros 10 segundos postcontingencia.

Tabla 11: Resultados Unidades Participantes en CPF ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 2: Unidades Hidráulicas.

				Potencia Eléctrica							Potencia Turbina						
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Din. [MW]	Despa-cho [MW]	RGiro [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30 s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s
Rapel U1	hidro	304,0	91,0	40,0	**51,0**	64,9	**24,9**	-	58,7	**18,7**	65,8	**25,8**	-	58,7	**18,7**	**11,2**	**43%**
Rapel U2	hidro	304,0	91,0	40,0	**51,0**	64,9	**24,9**	-	58,7	**18,7**	65,8	**25,8**	-	58,7	**18,7**	**11,2**	**43%**
Pehuenche U1	hidro	1160,0	275,0	132,0	**143,0**	165,3	**33,3**	-	161,8	**29,8**	169,2	**37,2**	-	161,8	**29,8**	**20,7**	**56%**
El Toro U1	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	54,9	**29,9**	-	50,6	**25,6**	55,8	**30,8**	-	50,6	**25,6**	**14,4**	**47%**
El Toro U2	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	54,9	**29,9**	-	50,6	**25,6**	55,8	**30,8**	-	50,6	**25,6**	**14,4**	**47%**
El Toro U3	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	52,4	**27,4**	-	50,6	**25,6**	53,3	**28,3**	-	50,6	**25,6**	**13,2**	**46%**
El Toro U4	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	42,5	**17,5**	-	50,6	**25,6**	43,4	**18,4**	-	50,6	**25,6**	**8,2**	**45%**
Ralco U1	hidro	1193,9	381,6	128,7	**44,1**	170,1	**41,4**	-	164,1	**35,4**	173,8	**45,1**	-	164,2	**35,5**	**19,5**	**43%**

				Potencia Eléctrica							Potencia Turbina						
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Din. [MW]	Despa-cho [MW]	RGiro [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30 s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s
Ralco U2	hidro	1193,9	381,4	128,7	**43,9**	170,1	**41,4**	-	164,1	**35,4**	173,8	**45,1**	-	164,2	**35,5**	**18,7**	**42%**
Antuco U1	hidro	752,0	157,1	90,0	**26,1**	132,7	**42,7**	-	139,8	**49,8**	135,2	**45,2**	-	139,9	**49,9**	**20,2**	**45%**
Antuco U2	hidro	752,0	152,0	90,0	**21,0**	132,7	**42,7**	-	139,8	**49,8**	135,2	**45,2**	-	139,9	**49,9**	**21,5**	**48%**
Canutillar U1	hidro	224,0	86,4	55,0	**31,4**	68,4	**13,4**	-	64,0	**9,0**	69,6	**14,6**	-	64,0	**9,0**	**5,2**	**36%**
Canutillar U2	hidro	224,0	86,4	55,0	**31,4**	68,4	**13,4**	-	64,0	**9,0**	69,6	**14,6**	-	64,0	**9,0**	**5,2**	**36%**
					833,3		**382,7**			**357,9**		**406,9**			**358,3**	**183,8**	**45,2%**

En la figura 8 se aprecia la frecuencia eléctrica para un conjunto de barras del SEN, considerando una combinación de unidades hidráulicas participantes en el CPF. El valor mínimo que alcanza la frecuencia corresponde a 48,905 [Hz] a los 7,98 segundos postcontingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia se restituye por sobre los 49,3 [Hz] a los 13,67 segundos de simulación. Por lo tanto se cumple con las exigencias establecidas en los Art. 5-25, 5-35 y 5-37 de la NT SyCS.

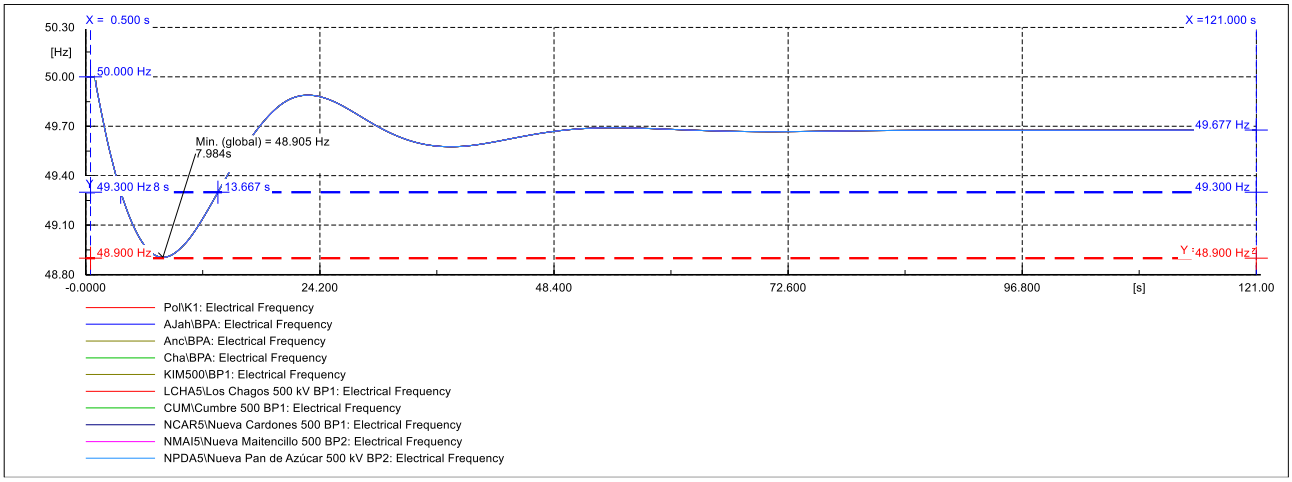

Figura 8: Frecuencia Eléctrica SEN ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 2: Unidades Hidráulicas.

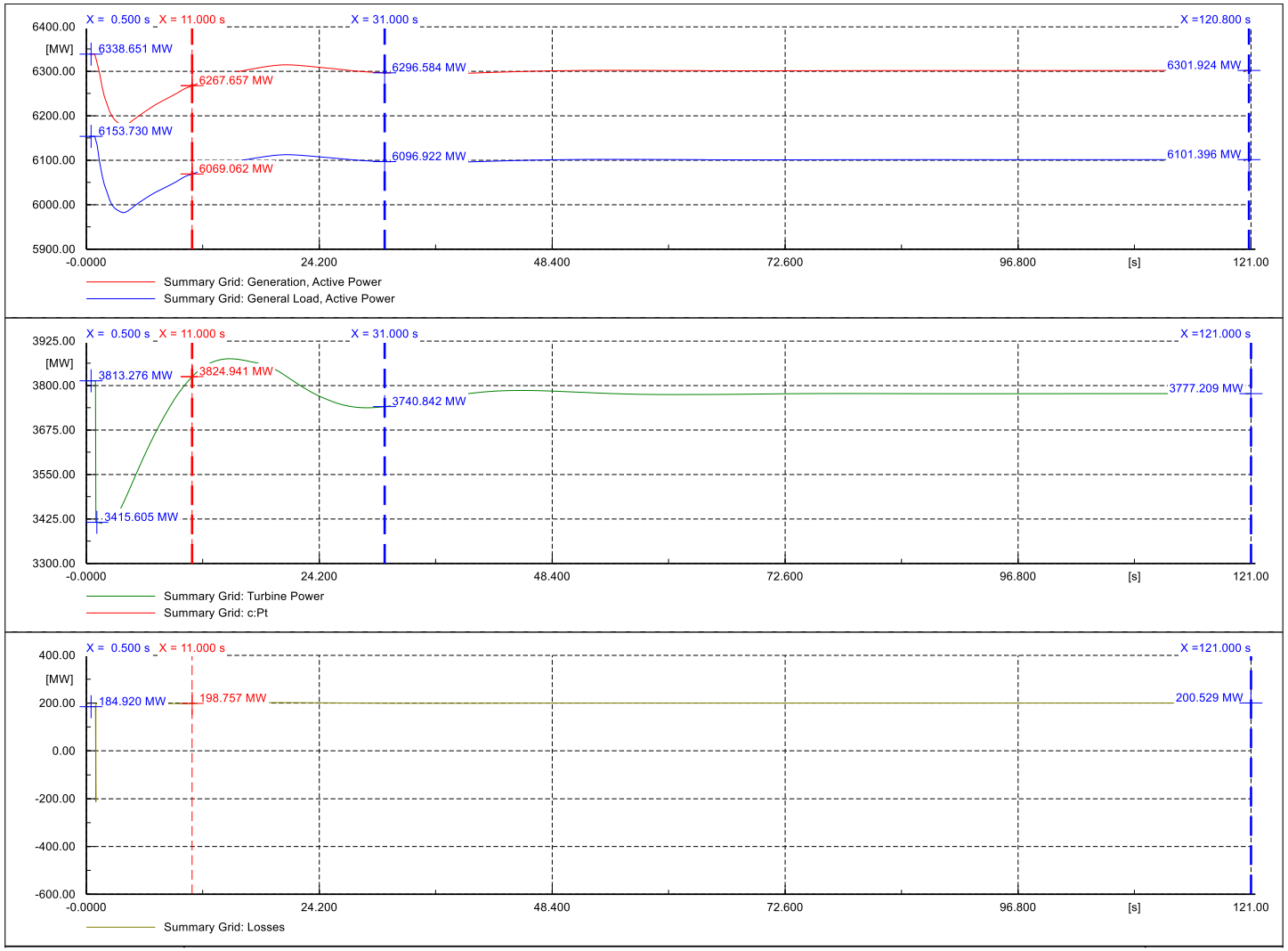

Figura 9: Balance SEN ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 2: Unidades Hidráulicas.

Los resultados del Balance se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 12: Balance SEN ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 2: Unidades Hidráulicas.

Balance Total SEN	Inicial [MW]	Postcont. [MW]	10segs [MW]	30 segs [MW]	2min [MW]	Balance [MW]
Generación	6338,7	-	6267,7	6296,6	6301,9	**-**
Carga	6153,7	-	6069,1	6096,9	6101,4	**52,3**
Potencia Mecánica	3813,3	3415,6	3824,9	3740,8	3777,2	**-**
Pérdidas	184,9	-	198,8	-	200,5	**-15,6**
Aporte CPF	**-**	**-**	**409,3**	**325,2**	**361,6**	**361,6**
	0,0		-0,2		0,0	**398,3**

De la figura 9, denominada “Balance” resumida en tabla 12, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de 361,6 [MW].
- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es 52,3 [MW].
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 15,6 [MW].
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de generación, se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada más la variación total del consumo y menos el aumento de pérdidas de potencia y corresponde a 398 [MW]

Los resultados de la simulación como así también el detalle de los aportes se adjunta en el anexo 6.1

4.1.2.2.3 Caso 3 Unidades Térmicas a Carbón

Los resultados se resumen en la tabla 13. Se aprecian los aportes iniciales (10 segs) y permanentes (2 minutos), tanto para la potencia electrica como mecanica. Además se muestra en la ultima columna el Valor Efectivo del aporte de potencia mecanica en los primeros 10 segundos postcontingencia.

Tabla 13: Resultados Unidades Participantes en CPF ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 3: Unidades Térmicas a Carbón.

				Potencia Eléctrica							Potencia Turbina						
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Din. [MW]	Despa-cho [MW]	RGiro [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30 s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s
ANG1	carbón	1584,0	280,0	150,1	**129,9**	189,9	**39,8**	179,2	169,6	**19,5**	191,6	**41,5**	179,3	169,7	**19,6**	**26,7**	**64%**
ANG2	carbón	1584,0	284,4	150,1	**134,3**	189,9	**39,8**	179,2	169,6	**19,5**	191,6	**41,5**	179,3	169,7	**19,6**	**27,3**	**66%**
CCH1	carbón	1273,8	274,0	105,1	**168,9**	138,5	**33,4**	145,2	147,4	**42,3**	139,6	**34,5**	142,4	144,6	**39,5**	**20,8**	**60%**
CCH2	carbón	1273,8	274,0	105,1	**168,9**	136,8	**31,7**	142,6	144,7	**39,6**	137,9	**32,8**	142,4	144,6	**39,5**	**19,7**	**60%**
NTO1	carbón	704,3	138,8	65,1	**73,7**	71,6	**6,5**	73,6	76,5	**11,4**	72,1	**7,0**	73,6	76,2	**11,1**	**3,2**	**45%**
NTO2	carbón	704,3	135,0	65,1	**69,9**	78,9	**13,8**	82,1	88,0	**22,9**	79,5	**14,4**	82,0	88,0	**22,9**	**8,2**	**57%**
IEM	carbón	2011,1	399,8	208,9	**190,9**	223,9	**15,1**	229,8	226,6	**17,7**	225,8	**16,9**	229,9	226,5	**17,7**	**10,9**	**64%**
CTA	carbón	1134,7	186,7	100,1	**86,6**	99,6	**-0,5**	102,3	109,6	**9,5**	100,6	**0,5**	102,2	109,5	**9,4**	**0,2**	**49%**
CTM2	carbón	789,2	181,6	90,1	**91,5**	95,1	**5,0**	98,5	99,6	**9,5**	95,8	**5,7**	98,5	99,7	**9,6**	**1,8**	**31%**

				Potencia Eléctrica							Potencia Turbina						
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Din. [MW]	Despa-cho [MW]	RGiro [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30 s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s
U14	carbón	559,0	140,2	75,1	**65,1**	92,9	**17,8**	89,6	90,3	**15,2**	93,3	**18,2**	89,5	90,2	**15,1**	**10,3**	**56%**
Guacolda U1	carbón	762,5	150,0	60,0	**90,0**	109,0	**49,0**	104,4	107,0	**47,0**	109,7	**49,7**	104,4	107,0	**47,0**	**30,7**	**62%**
Guacolda U2	carbón	762,5	150,0	60,0	**90,0**	96,5	**36,5**	93,3	95,3	**35,3**	97,3	**37,3**	93,3	95,3	**35,3**	**22,5**	**60%**
Guacolda U3	carbón	762,5	152,0	120,0	**32,0**	131,2	**11,2**	132,0	132,0	**12,0**	133,7	**13,7**	133,7	133,7	**13,7**	**10,2**	**74%**
Guacolda U4	carbón	762,5	152,0	120,0	**32,0**	131,2	**11,2**	132,0	132,0	**12,0**	133,7	**13,7**	133,7	133,7	**13,7**	**10,2**	**74%**
Guacolda U5	carbón	762,5	154,0	120,0	**34,0**	144,2	**24,2**	135,6	127,0	**7,0**	145,0	**25,0**	135,6	127,1	**7,1**	**15,4**	**62%**
					1457,7		**334,3**			**320,4**		**352,4**			**320,8**	**218,0**	**61,9%**

En la figura 10 se aprecia la frecuencia eléctrica para un conjunto de barras del SEN, considerando una combinación de unidades térmicas a carbón participantes en el CPF. El valor mínimo que alcanza la frecuencia corresponde a 49,082 [Hz] a los 8,4 segundos postcontingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia se restituye por sobre los 49,3 [Hz] pero no logra mantenerse y desciende levemente bajo el valor admisible. Se considera que este corresponde al caso crítico en cuanto a los requerimientos de aporte permanente y que, por lo tanto el monto mínimo requerido debe ser superior al obtenido en este caso.

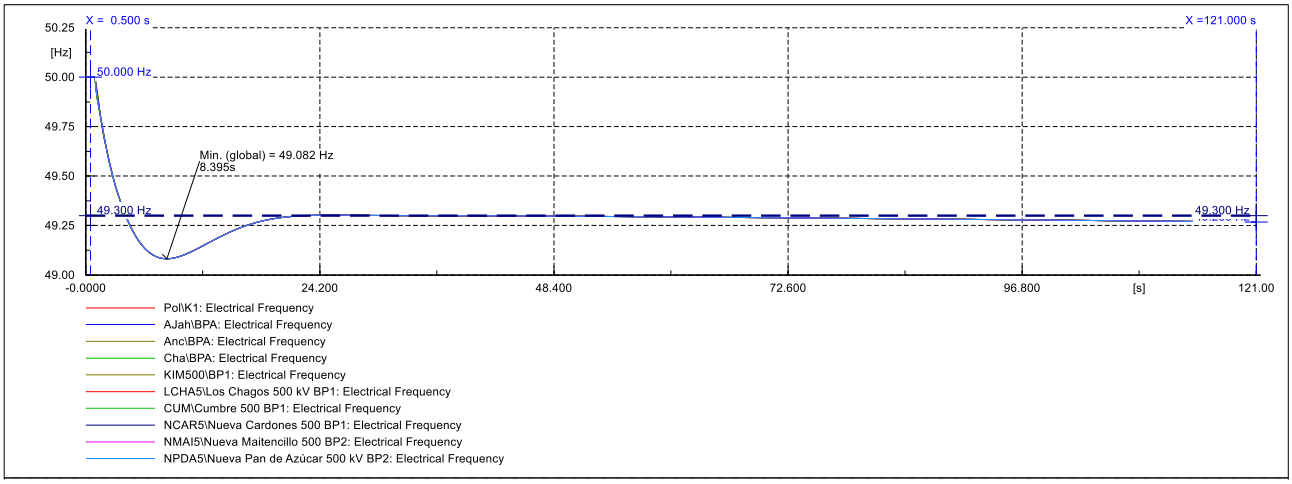

Figura 10: Frecuencia Eléctrica SEN ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 3: Unidades Térmicas a Carbón.

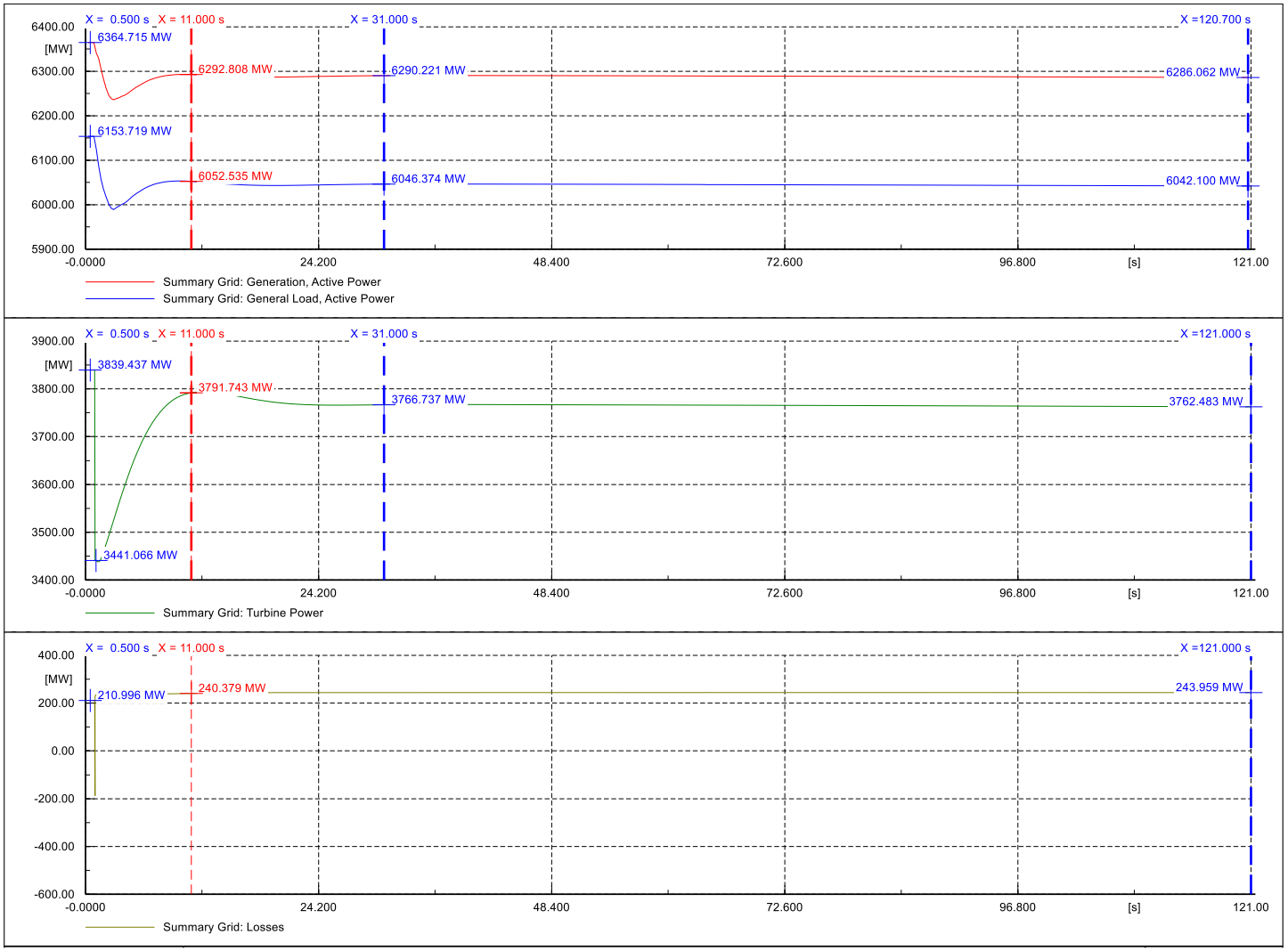

Figura 11: Balance SEN ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 3: Unidades Térmicas a Carbón.

Los resultados del Balance del SEN se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 14: Balance SEN ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 3: Unidades Térmicas a Carbón.

Balance Total SEN	Inicial [MW]	Postcont. [MW]	10segs [MW]	30 segs [MW]	2min [MW]	Balance [MW]
Generación	6364,7		6292,8	6290,2	6286,1	**-**
Carga	6153,7		6052,5	6046,4	6042,1	**111,6**
Potencia Mecánica	3839,4	3441,1	3791,7	3766,7	3762,5	**-**
Pérdidas	211,0		240,4	-	244,0	**-33,0**
Aporte CPF	**-**	**-**	**350,7**	**325,7**	**321,4**	**321,4**
	0,0		-0,1		0,0	**400,1**

De la figura 11, denominada "Balance" resumida en tabla 14, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de 321,4 [MW].
- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es 111,6 [MW].
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 33 [MW].
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de generación, se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada más la variación total del consumo y menos el aumento de pérdidas de potencia y corresponde a 400 [MW]

Los resultados de la simulación como así también se adjunta en el anexo 6.1.

4.1.2.2.4 Caso 4 Unidades Térmicas a Gas y Carbón

Los resultados se resumen en la tabla 15. Se aprecian los aportes iniciales (10 segs) y permanentes (2 minutos), tanto para la potencia electrica como mecánica. Además se muestra en la ultima columna el Valor Efectivo del aporte de potencia mecánica en los primeros 10 segundos postcontingencia.

Tabla 15: Resultados Unidades Participantes en CPF ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 4: Unidades Térmicas a Gas y Carbón.

				Potencia Eléctrica							Potencia Turbina						
Unidad	**tipo**	**Inercia [MVA*s]**	**P_Máx Din. [MW]**	**Despa-cho [MW]**	**RGiro [MW]**	**10s [MW]**	**Aporte @10s [MW]**	**30s [MW]**	**2min [MW]**	**Aporte @2min [MW]**	**10s [MW]**	**Aporte @10s [MW]**	**30s [MW]**	**2min [MW]**	**Aporte @2min [MW]**	**Valor Efectivo 0-10s [MW]**	**Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s**
U16	gas	3065,0	421,8	205,6	**216,2**	231,6	**26,0**	251,1	253,8	**48,2**	236,0	**30,4**	251,2	254,0	**48,4**	**9,8**	**32,1%**
KELAR TG1	gas	1482,8	178,3	100,0	**78,3**	130,8	**30,8**	147,9	144,8	**44,8**	131,4	**31,4**	147,6	144,7	**44,7**	**11,7**	**37,4%**
KELAR TG2	gas	1482,8	178,3	100,0	**78,3**	130,8	**30,8**	147,9	144,8	**44,8**	131,4	**31,4**	147,6	144,7	**44,7**	**11,7**	**37,4%**
KELAR TV	gas	1384,5	178,3	100,0	**78,3**	99,3	**-0,7**	100,2	101,7	**1,7**	100,0	**0,0**	100,0	101,6	**1,6**	**0,0**	**0,0%**
CTM3-TG	gas	888,0	157,3	100,0	**57,3**	154,0	**54,0**	125,3	119,6	**19,6**	154,6	**54,6**	125,2	119,5	**19,5**	**29,9**	**54,8%**
CTM3-TV	gas	841,4	84,0	62,0	**22,0**	61,5	**-0,6**	63,0	65,0	**2,9**	62,1	**0,1**	62,8	64,9	**2,8**	**0,0**	**22,0%**
Candelaria U1	gas	800,0	122,0	40,0	**82,0**	77,2	**37,2**	73,6	76,9	**36,9**	77,4	**37,4**	73,6	77,1	**37,1**	**25,4**	**67,9%**
Candelaria U2	gas	800,0	122,0	40,0	**82,0**	77,2	**37,2**	73,6	76,9	**36,9**	77,4	**37,4**	73,6	77,1	**37,1**	**25,4**	**67,9%**
ANG1	carbón	1584,0	280,0	229,9	**50,1**	255,5	**25,6**	251,3	248,7	**18,8**	256,6	**26,6**	251,2	248,7	**18,8**	**18,5**	**69,4%**
CCH1	carbón	1273,8	274,0	229,9	**44,1**	261,3	**31,4**	272,5	274,0	**44,1**	261,9	**32,0**	272,3	273,9	**44,0**	**22,1**	**69,1%**

				Potencia Eléctrica							Potencia Turbina						
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Din. [MW]	Despa-cho [MW]	RGiro [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s
Guacolda U3	carbón	762,5	152,0	140,0	**12,0**	153,7	**13,7**	154,1	154,0	**14,0**	154,0	**14,0**	154,0	154,0	**14,0**	**11,7**	**83,5%**
Guacolda U4	carbón	762,5	152,0	140,0	**12,0**	153,7	**13,7**	155,0	154,0	**14,0**	154,0	**14,0**	154,0	154,0	**14,0**	**11,7**	**83,8%**
					812,5		**298,9**			**326,7**		**309,2**			**326,8**	**177,9**	**57,5%**

En la figura 12 se aprecia la frecuencia eléctrica para un conjunto de barras del SEN, considerando una combinación de unidades térmicas a gas y carbón participantes en el CPF. El valor mínimo que alcanza la frecuencia corresponde a 48,914 [Hz] a los 9,86 segundos postcontingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia se restituye por sobre los 49,3 [Hz] por durante los 2 minutos de simulación. Por lo tanto se cumple con las exigencias establecidas en los Art. 5-25, 5-35 y 5-37 de la NT SyCS.

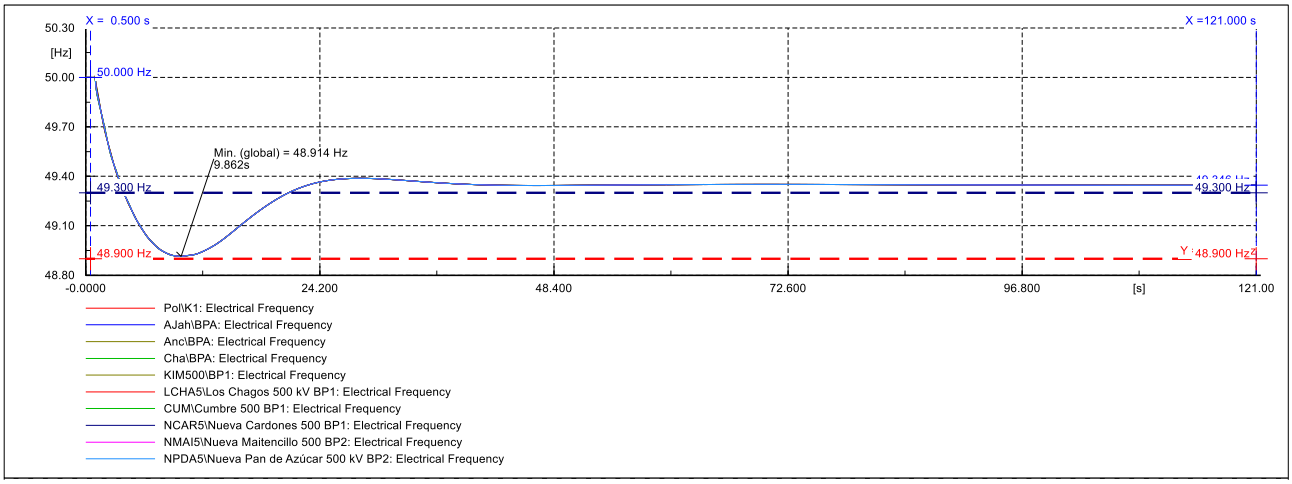

Figura 12: Frecuencia Eléctrica ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 4: Unidades Térmicas a Gas y Carbón.

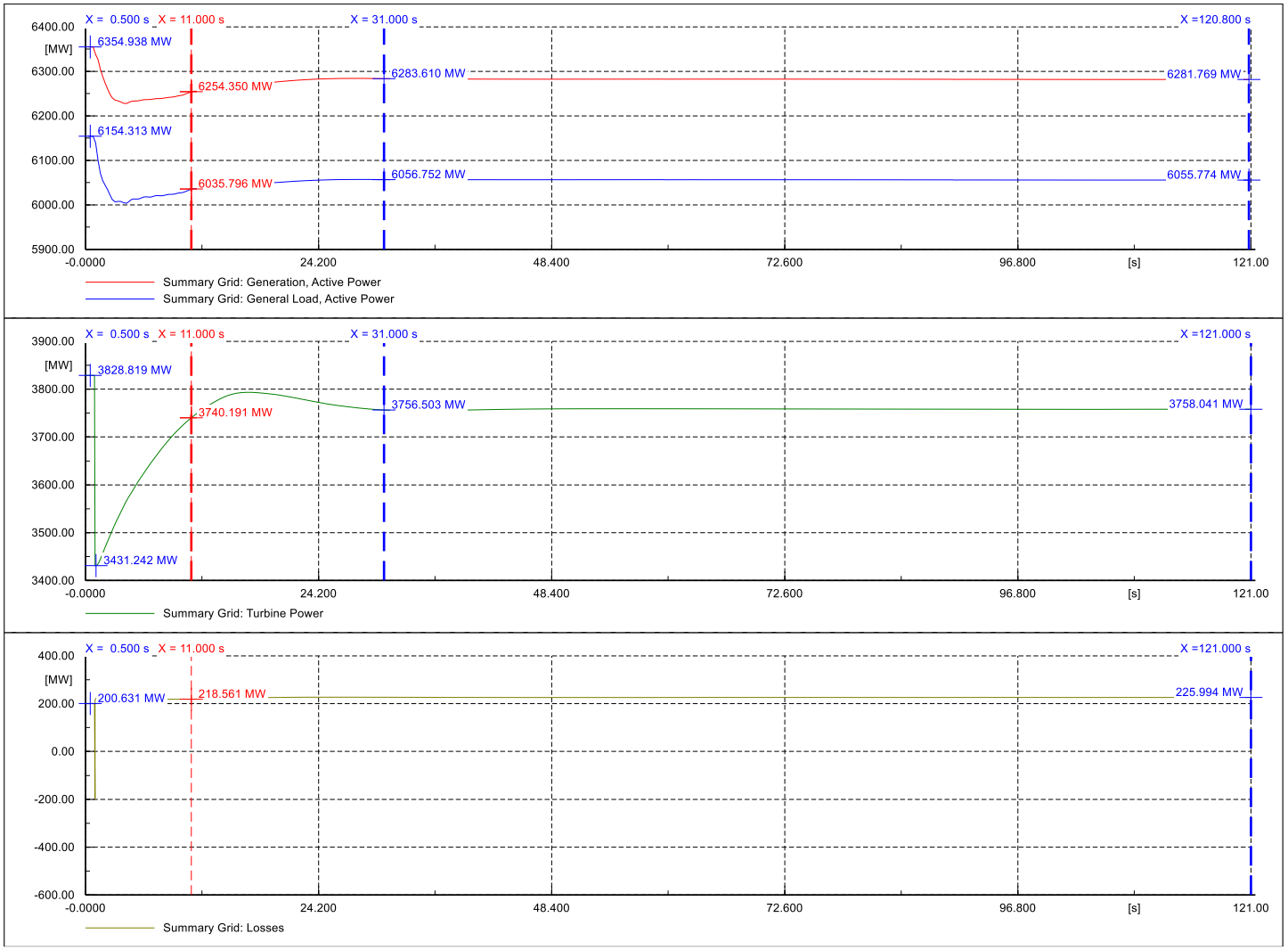

Figura 13: Balance SEN ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 4: Unidades Térmicas a Gas y Carbón.

Los resultados del Balance se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 16: Balance SEN ante Contingencias Generación. Escenario DB día. Caso 4: Unidades Térmicas a Gas y Carbón.

Balance Total SEN	Inicial [MW]	Postcont. [MW]	10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Balance [MW]
Generación	6354,9	-	6254,4	6283,6	6281,8	**-**
Carga	6154,3		6035,8	6056,8	6055,8	**98,5**
Potencia Mecánica	3828,8	3431,2	3740,2	3756,5	3758,0	**-**
Pérdidas	200,6	-	218,6	-	226,0	**-25,4**
Aporte CPF	**-**	**-**	**308,9**	**325,3**	**326,8**	**326,8**
	0,0		0,0		0,0	**400,0**

De la figura 13, denominada "Balance" resumida en tabla 16, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de 321,4 [MW].
- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es 111 [MW].
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 33 [MW].
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de generación, se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada más la variación total del consumo y menos el aumento de pérdidas de potencia y corresponde a 400 [MW]

Los resultados de la simulación se adjunta en el anexo 6.1.

4.1.2.2.5 Resumen de Resultados

Los resultados anteriores se resumen en la tabla 17.

Tabla 17: Resumen de Resultados. Requerimientos CPF ante Contingencias de Generación

				Potencia Eléctrica		Potencia Turbina					
Resumen	Frecuencia Mínima [Hz]	Tiempo Frecuencia Mínima [s]	Frecuencia Final [Hz]	Aporte CPF @10s [MW]	Aporte CPF @2min [MW]	Aporte CPF @10s [MW]	Aporte CPF @2min [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s	Valor Efectivo 0-2min [MW]	Valor Efectivo 0-5min [MW]
Caso 1	48,919	9,374	49,411	320,2	326,2	323,5	326,2	174,0	53,8%	317,0	322,5
Caso 2	48,905	7,984	49,677	382,7	357,9	406,9	358,3	183,8	45,2%	351,4	355,5
Caso 3	49,082	8,395	49,299	334,3	320,4	352,4	320,8	218,0	61,9%	316,3	319,0
Caso 4	48,914	9,862	49,346	298,9	326,7	309,2	326,8	177,9	57,5%	317,3	323,0
Promedio	**48,955**	**8,904**	**49,433**	**334,0**	**332,8**	**348,0**	**333,0**	**188,4**	**54,1%**	**325,5**	**330,0**

Fueron analizados 4 casos de unidades participantes en el CPF considerando distintos tipos de tecnologías para el escenario de menor inercia prevista (30 GVAs 6300 MW Gx SEN), ante contingencia sev. 5 con alrededor de 400 MW (3.4 GVAs).

Según de muestra en el punto 3.4.2.2. el escenario previsto ya es bastante conservador en términos de la inercia y demanda prevista. Por tanto, no existe inconveniente en considerar que se requieren

alrededor de 325 [MW] de aporte inicial al CPF como valor instantáneo a 10 segs (@10s), lo cual se basa en el escenario previsto que corresponde al Caso 1, y que sería suficiente para la mayoría de los casos.

Sin perjuicio de lo anterior, para el aporte inicial de CPF instantáneo como la potencia eléctrica, se tiene un promedio de 334 [MW] y en el caso de la potencia de turbina este sube a 348 [MW]. No obstante, en el caso 3 se requieren menos de 352 [MW] pues la frecuencia mínima supera los 49 [Hz] y para el caso 2, de solo unidades hidráulicas, se requieren más de 400 [MW]. Por tanto, se aprecia que el atributo de CPF inicial como aporte instantáneo a los 10 segundos tiene algunos inconvenientes, debido a que la frecuencia alcanza su valor mínimo antes de los 10 segundos. Por lo tanto, se recomienda evaluar como alternativa de aporte inicial al CPF, en vez del aporte a 10 segundos, el valor efectivo 0-10 segundos (integral aporte 0-10 segundos dividido por 10 segundos), requiriéndose un monto mínimo de 184 [MW]. Este monto es aplicable a todos los casos analizados y además se determinaron en el banco de pruebas los aportes individuales que proporcionan las unidades habilitadas para participar en el CPF, cuyo detalle se muestra en el punto 4.3.1.2.

Por otra parte, se requieren alrededor de 325 [MW] de aporte al CPF permanente, cuantificado como el valor efectivo 0-5min postcontingencia para alcanzar error permanente frecuencia inferior a 0,7 [Hz].

Cabe señalar que, si se considera como índice de efectividad "Valor Efectivo 0−10s" /"Valor Inst @10segs", los casos analizados permiten concluir que el CPF tiene entre un 45-60% de esta efectividad, lo que cobra relevancia al compararlo con el CRF y cuyo análisis se detalla en el punto 4.1.3.

4.1.3 Requerimientos Mínimos de Inercia ante Contingencias de Generación

4.1.3.1 Metodología.

En este caso se busca determinar si es pertinente establecer requerimientos mínimos de inercia para el SEN, para efectos de evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC ante simples contingencias de generación. En este sentido, se observan las tasas de caída de frecuencia ante simple contingencia de los escenarios analizados (ROCOF) detallados en la tabla 18, donde en la última fila señala con mayor detalle las condiciones que alcanza la frecuencia debido al desbalance de 397 [MW] asociadas a la desconexión de San Isidro U2. Hay que tener en cuenta también que dicha contingencia significa que se desconectan aproximadamente 3,4 [GVAs] de inercia. Con todo lo anterior, el ROCOF alcanza -0,372 [Hz/s].

Tabla 18: Resumen ROCOF Escenarios Analizados.

Escenarios	Generación Total SEN [MW]	Generación ERV [MW]	Inercia Precontingencia [GVA*s]	ROCOF Postcontingencia (397 [MW] 3,4 [GVAs] [Hz/s]	Frecuencia @1s Postcontingencia (397 [MW] 3,4 [GVAs] [Hz]
01.-DA_20-07-2021 22-00 hrs_HM	10294,0	373,5	56,4	-0,187	49,813

Escenarios	Generación Total SEN [MW]	Generación ERV [MW]	Inercia Precontingencia [GVA*s]	ROCOF Postcontingencia (397 [MW] 3,4 [GVAs] [Hz/s]	Frecuencia @1s Postcontingencia (397 [MW] 3,4 [GVAs] [Hz]
02.-DA_09-03-2021 16-00 hrs_HS	10942,3	3373,0	50,8	-0,209	49,791
03.-DB_01-01-2021 08-00 hrs_HM	7097,9	749,0	37,5	-0,291	49,709
04.-DB_01-01-2021 10-00 hrs_HM	7074,6	2342,6	35,4	-0,311	49,689
05.-DB 18-09-2020 05-00 hrs_HM	5928,2	663,5	34,2	-0,322	49,678
06.-DB 18-09-2021 18-00 hrs_HM	6349,5	2514,7	30,1	-0,372	49,628

Por lo tanto se puede apreciar que, para los escenarios previstos, no se alcanza la tasa de caída -2 [Hz/s] que corresponde al límite de la tasa de cambio de la frecuencia establecida el Art 3-17 de la NT SSCC para la determinación de los requerimientos de inercia. Tampoco se alcanza la tasa de -0,6 [Hz/s] asociada a la activación de los Escalones del 1 y 3 del EDAC de baja frecuencia. La inercia mínima postcontingencia requerida para evitar la activación del EDAC corresponde aproximadamente a 16,5 [GVAs] y la inercia mínima prevista excede ampliamente dichos montos. Los resultados para el ROCOF se obtienen mediante la siguiente expresión:

$$ROCOF = -\frac{\Delta P(desbalance)}{2H_{Sistema(postcontingencia)}} f_{nominal}$$

Una vez determinados los requerimientos de CPF para las condiciones de inercia más exigentes, en esta instancia se pretende analizar la dependencia de dichos requerimientos respecto de la inercia. Esto se realiza para evaluar si es conveniente establecer requerimientos mínimos de inercia mayores, con objeto de reducir significativamente los requerimientos de CPF.

Se considera entonces el escenario 06.- 18-09-2021 día, y respecto a las unidades participantes en el CPF se utiliza el caso 1, que corresponde a la combinación de unidades térmicas e hidráulicas despachadas en el escenario usado. Esto se realiza debido a que es un caso con resultados similares a los definitivos y es representativo de la operación prevista.

El aumento de la inercia del SEN en el caso 1 se realiza mediante el redespacho de distintas unidades sin reducir generación ERV (vertimiento cero). Fueron escogidas unidades que se encontraban despachadas dentro del mismo día. Mediante el proceso descrito, se aumenta la inercia de aproximadamente 29,9 [GVAs] a alrededor 34,5 [GVAs]. Posteriormente para los restantes casos, se despacharon distintas unidades en modo PQ con cero inyección de potencia activa y reactiva. Este análisis paramétrico de carácter teórico muestra la dependencia de los requerimientos mínimos de CPF inicial ante el aumento de la inercia, para el nivel de demanda del escenario más crítico.

Para cada caso se fueron deshabilitando sucesivamente controladores de carga/velocidad de unidades participantes en el CPF, de manera de obtener una respuesta crítica de la frecuencia del SEN, es decir, lo más cercana a una frecuencia mínima de 48,9 [Hz].

4.1.3.2 Resultados

En la figura 14 se muestra la frecuencia eléctrica del SEN ante la desconexión intempestiva de San Isidro con 397 [MW] para distintos montos de inercia del SEN. Se aprecia que el aumento de la inercia se traduce en un descenso del ROCOF y que además la frecuencia alcanza su valor mínimo en instantes de tiempo de carácter creciente.

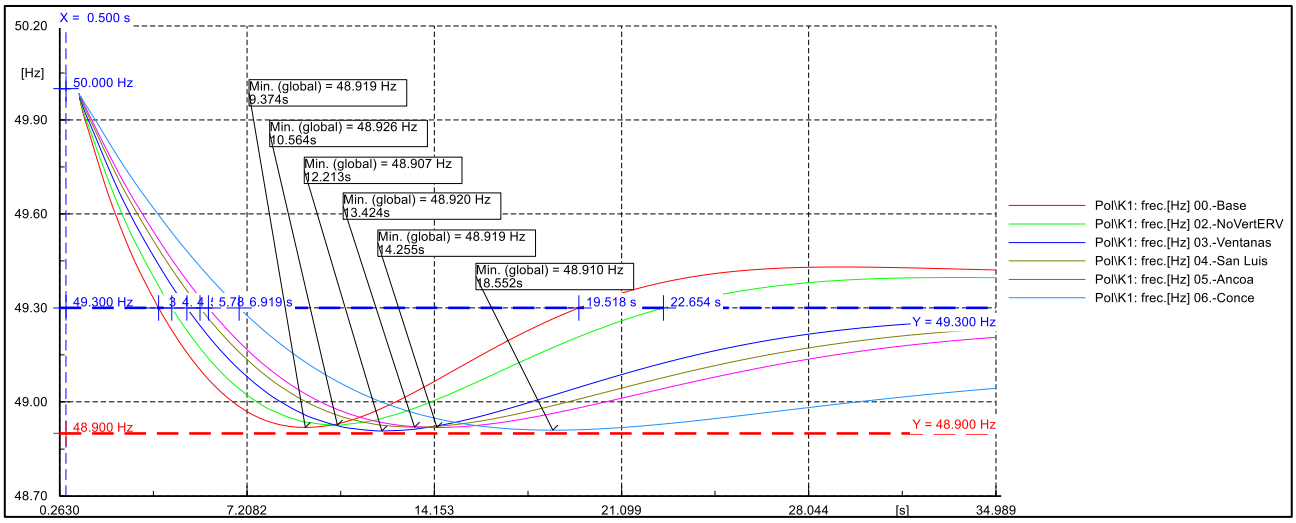

Figura 14: Frecuencia Eléctrica [Hz] ante Contingencias Generación para distintos montos de Inercia del SEN. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF.

En la Figura 15 se muestra la potencia de turbina o mecánica del SEN ante la contingencia analizada para distintos montos de inercia del SEN. Se aprecia que el aumento de la inercia se traduce en un descenso de los requerimientos a los 10 segundos postcontingencia.

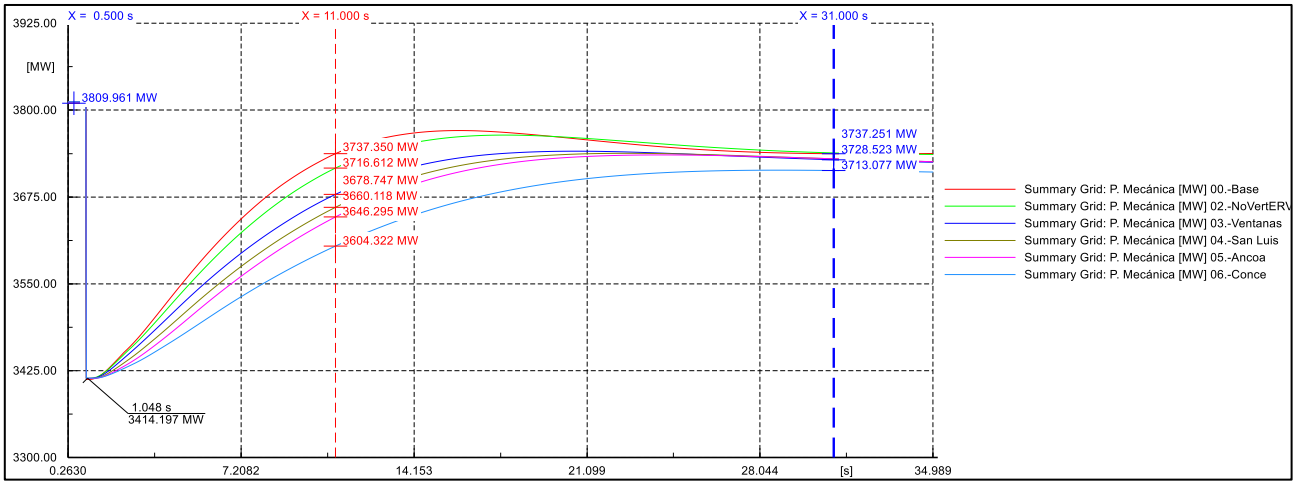

Figura 15: Potencia Turbina [MW] ante Contingencias Generación para distintos montos de Inercia del SEN. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF.

En la tabla 19 se muestra el resumen de los análisis. Cabe señalar que, en el Caso 02.-NoVertERV, solamente se redespacharon unidades considerando mínimos técnicos para aumentar la inercia sin la reducción de generación ERV. En los casos restantes se despacharon unidades en modo PQ con inyección 0 [MW] y [MVAr] y, como referencia del vertimiento ERV que traería consigo el despacho de ellas, se tiene la suma de sus mínimos técnicos.

Tabla 19: Resumen Resultados ante Contingencias Generación para distintos montos de Inercia del SEN. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF.

Casos	Unidades Incorporadas	Vertimiento ERV [MW] (Suma Mínimos Técnicos)	Inercia Precont. [GVAs]	ROCOF [Hz/s]	Frecuencia @1s [Hz]	PMec. @10s [MW]	Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s.	Frec. Mín [Hz]	Tiempo Frec. Mín. [s]
00.-Base		-	29,97	0,331	49,669	3737,4	323,2	174,0	53,8%	48,919	9,374
01-NoVerERV	ANGOSTURA U1 CIPRESES U1 CIPRESES U3 RALCO U2 GUACOLDA U1 GUACOLDA U2 CTH IEM	0	34,77	0,285	49,715	3716,6	302,4	158,6	52,5%	48,926	10,564
02.-Ventanas	CAMPICHE NUEVA VENTANAS VENTANAS VENTANAS	321	40,58	0,245	49,755	3678,7	264,6	137,0	51,8%	48,907	12,213
03.-San Luis	NEHUENCO I TG-TV NEHUENCO II TG-TV	420	46,35	0,214	49,786	3660,1	245,9	122,3	49,7%	48,920	13,424
04.-Ancoa	PEHUENCHE U1 PEHUENCHE U2 COLBÚN U1 COLBÚN U2	452	50,38	0,197	49,803	3646,3	232,1	111,3	48,0%	48,919	14,255
05-Conce Charrúa U16	BOCAMINA II BOCAMINA PETROPOWER ANTUCO U1 ANTUCO U2 PANGUE U1 PANGUE U2 TOCOPILLA U16	607	61,59	0,161	49,839	3604,3	190,1	89,4	47,0%	48,910	18,552

En la figura 16 se muestra la tendencia de los requerimientos mínimos de CPF inicial respecto la inercia de cada caso.

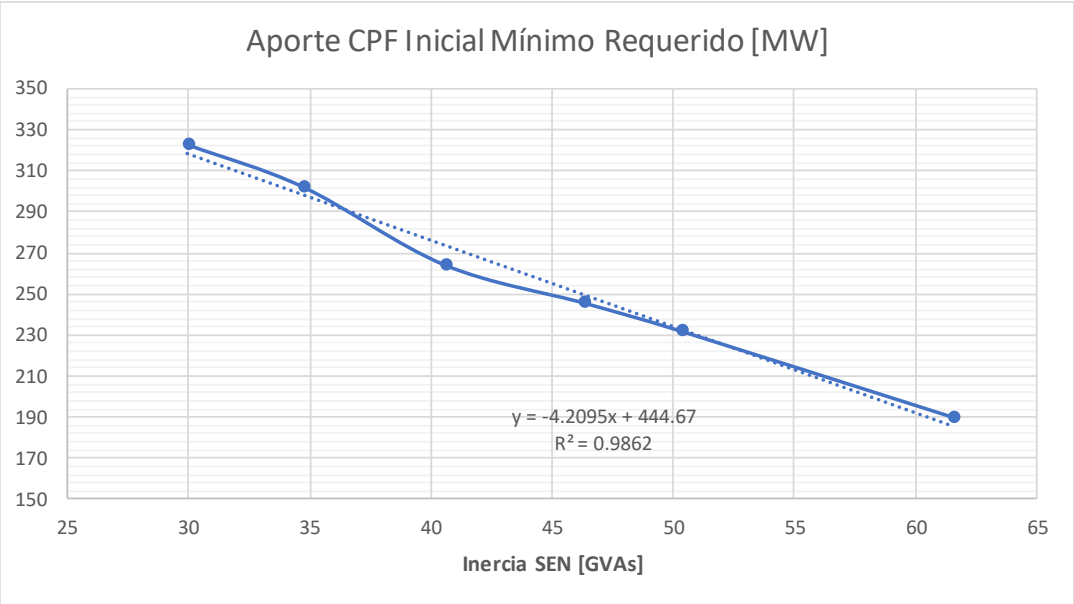

Figura 16: Requerimientos Aporte @10s CPF ante Contingencias Generación para distintos montos de Inercia Precontingencia del SEN. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF.

En la siguiente figura se muestra la tendencia de los requerimientos mínimos de CPF inicial como Valor Efectivo en los primeros 10 segundos postcontingencia, respecto la inercia de cada caso.

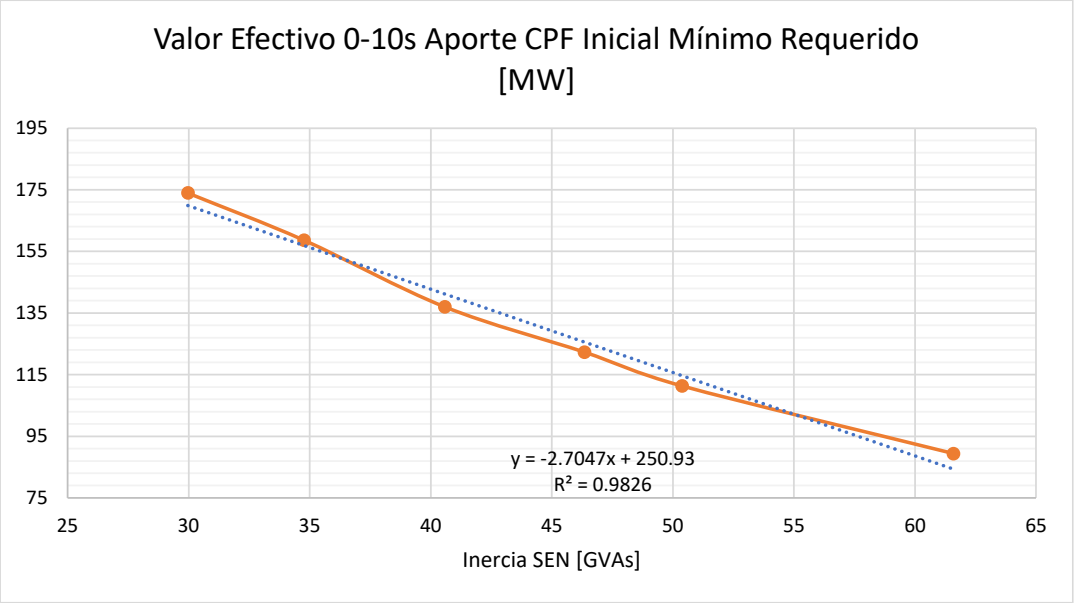

Figura 17: Requerimientos Valor Efectivo 0-10s CPF ante Contingencias Generación para distintos montos de Inercia Precontingencia del SEN. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF.

En la figura 18 se muestra la tendencia del tiempo donde la frecuencia alcanza su valor mínimo respecto la inercia de cada caso.

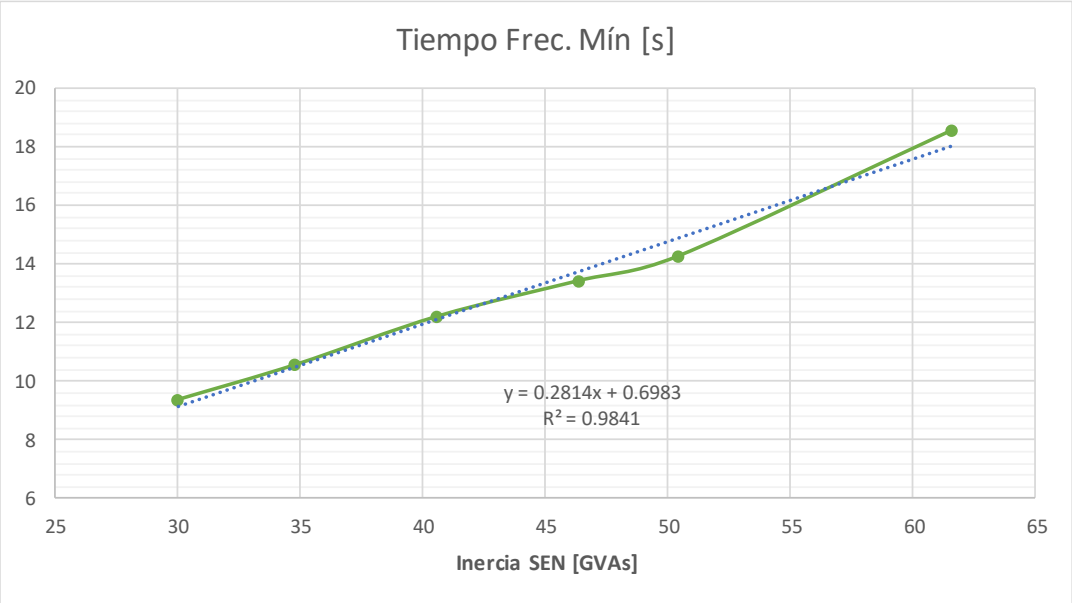

Figura 18: Tiempo Frecuencia Mínima ante Contingencias Generación para distintos montos de Inercia Precontingencia del SEN. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF.

De los análisis se puede concluir que, para producir una reducción significativa de los requerimientos de CPF inicial, se debe realizar un gran aumento de la inercia en el SEN y que puede traer consigo un importante vertimiento de generación ERV. Se requieren 7 [GVAs], equivalentes a 2 ciclos combinados, para reducir 29.4 [MW] de Aporte inicial al CPF. Esto se traduce en una aumento relevante de los costos de operación por modificación del despacho económico.

Cabe señalar que la inercia no tiene una incidencia en los requerimientos de CPF permanente, por lo que estos corresponden a los mismos montos obtenidos para el caso base. Además estos resultados son aplicables para una demanda prevista del orden 6350 [MW] y los montos resultantes diferirán para demandas significativamente mayores pero, en todo caso, sin que resulte conveniente establecer restricciones de inercia mínima.

4.1.4 Requerimientos Mínimos CRF ante contingencias Generación

4.1.4.1 Metodología

De acuerdo con los resultados obtenidos para los requerimientos de CPF ante contingencias de generación, si bien la frecuencia mínima postcontingencia se alcanza en instantes de tiempo inferiores a los 10 segundos, no existen razones técnicas para requerir montos de CRF. Esto se debe a que es posible cumplir con los criterios considerados y exigencias normativas aplicables sin el uso de recursos adicionales.

No obstante, los requerimientos mínimos de CPF iniciales son mayores y por ende puede ser posible que económicamente sea conveniente reemplazar aquellos montos por recursos adicionales correspondientes a CRF.

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

Para efectos del análisis se consideraron los equipos BESS disponibles en el SEN y se modelaron otros adicionales, lo cual no implica que necesariamente estos equipos sean prestadores de este SSCC (como ya se dijo, eso dependerá de la viabilidad económica y de la oferta real de tal tipo de servicio).

Para cada caso se fueron deshabilitando sucesivamente controladores de carga/velocidad de unidades participantes en el CPF, de manera de obtener una respuesta crítica de la frecuencia del SEN, es decir, lo más cercana a una frecuencia mínima de 48,9 [Hz].

4.1.4.2 Resultados

Los resultados se muestran en las figuras 19, 20 y 21 y son resumidos en la tabla 20.

En la figura 19 se presenta la potencia eléctrica del CRF para el SEN ante contingencias de generación. El caso base considera CRF cero y se contemplan condiciones de CRF creciente para los casos restantes. Para las condiciones analizadas de inercia se tiene que el CRF se activaría en torno a los 3,3 segundos postcontingencia y se mantienen prácticamente estables por toda la simulación.

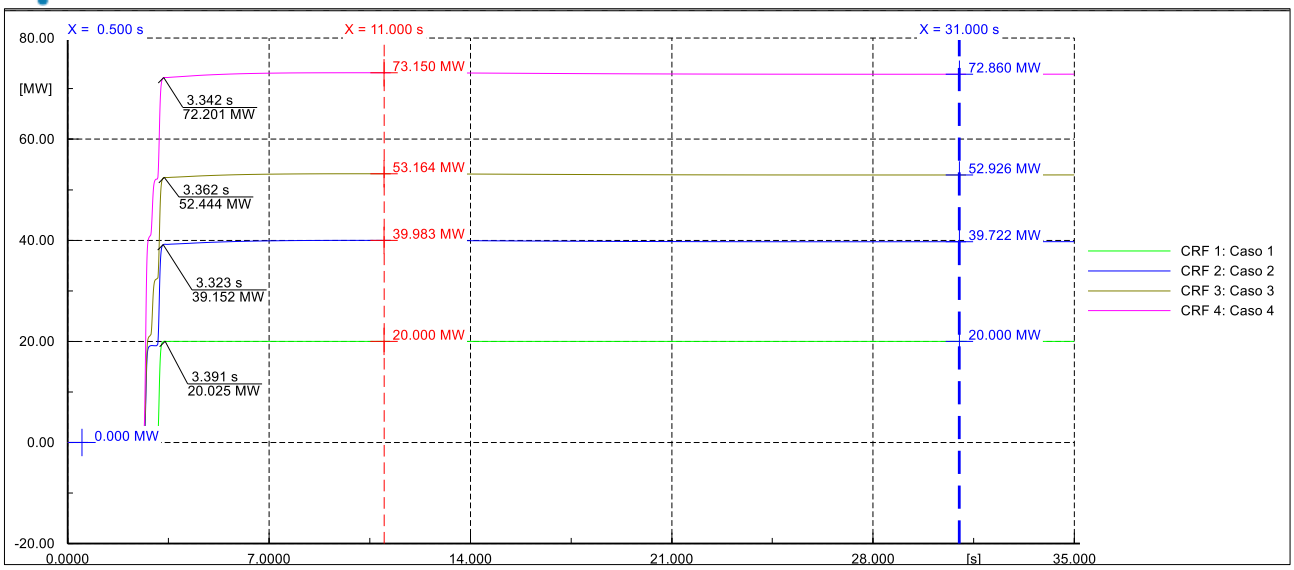

Figura 19: Potencia Eléctrica CRF SEN ante Contingencias de Generación. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF.

En la figura 20 se aprecia la frecuencia eléctrica del SEN ante contingencias de generación para distintos casos de montos de CRF disponibles. Se aprecia que la respuesta del SEN es análoga para todos los casos hasta aproximadamente los 2,5 segundos postcontingencia. Posteriormente, la frecuencia reduce su tasa de caída en la medida que hay una mayor presencia de CRF disponible, lo cual se puede traducir en el desplazamiento del tiempo donde la frecuencia alcanza su valor mínimo. Este desplazamiento corresponde alrededor de 500 milisegundos entre cada caso.

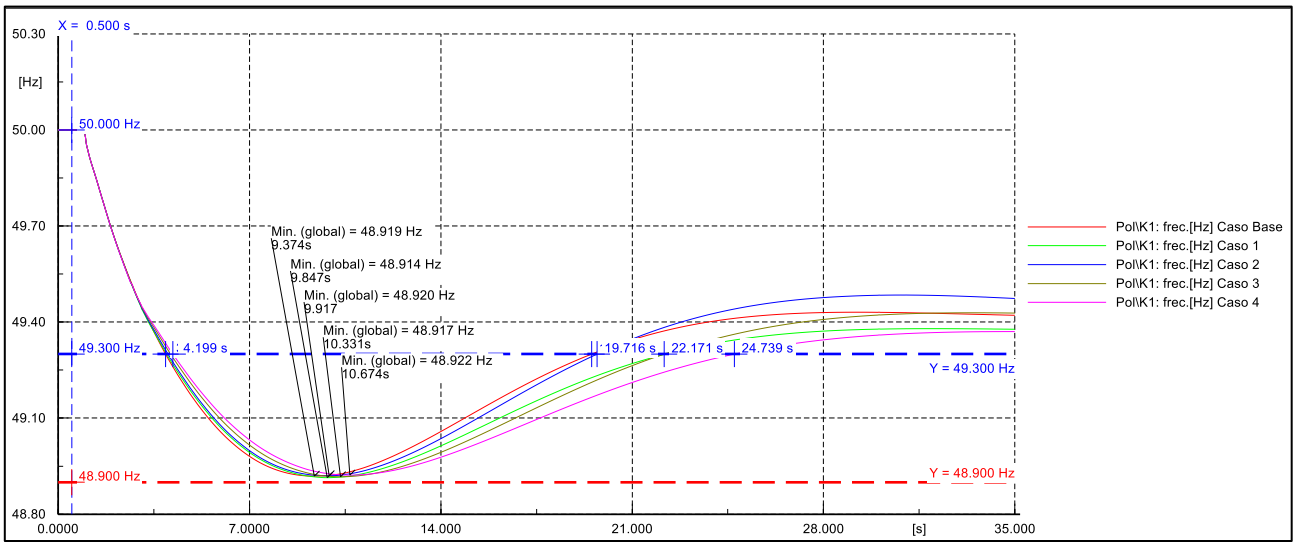

Figura 20: Frecuencia Eléctrica SEN ante Contingencias de Generación para Distintos Casos de Montos de CRF Disponibles. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF.

En la figura 21 se muestra la potencia de turbina o mecánica del SEN ante la contingencia analizada para distintos montos de CRF disponible en el SEN. Se aprecia que el aumento de la disponibilidad de CRF se traduce en un descenso de los requerimientos a los 10 segundos postcontingencia.

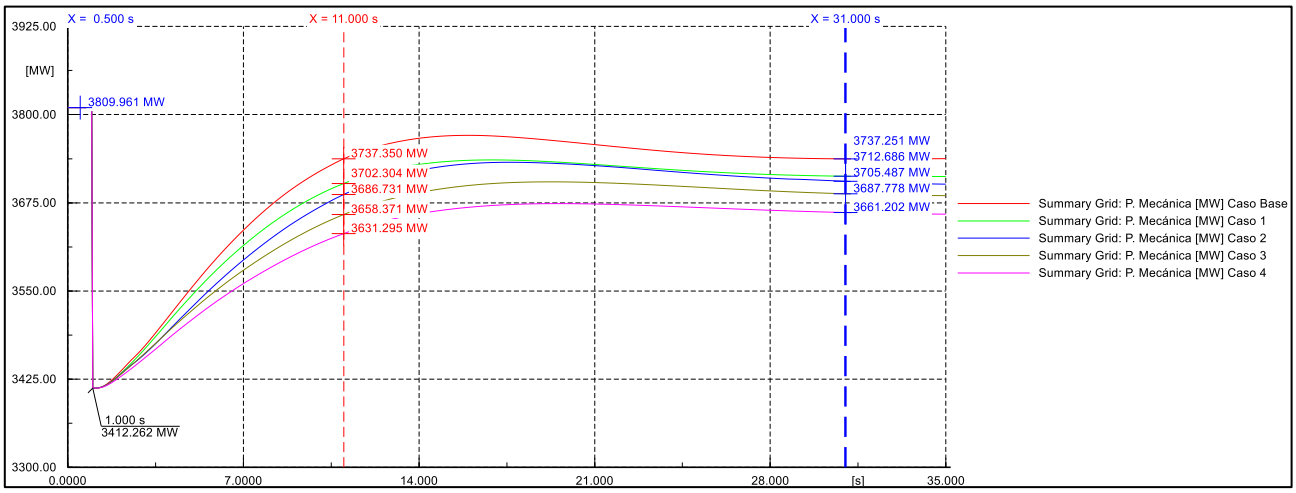

Figura 21: Potencia de Turbina del SEN ante Contingencias de Generación para Distintos Casos de Montos de CRF Disponibles. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF.

Los resultados del análisis se resumen en la tabla 20.

Tabla 20: Resultados Contingencias de Generación para Distintos Casos de Montos de CRF Disponibles. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF.

Caso	CRF			CPF					Frec, Mín [Hz]	Tiempo Frec. Mín. Postcontingencia. [s]
	Capacidad Instalada [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/ Aporte @10s	P Mec Post [MW]	P Mec Post @10s [MW]	Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/ Aporte @10s		
Base	0,0	0,0	0,0%	3414,3	3737,4	323,1	174,0	53,8%	48,919	8,4
Caso 1	20,0	15,6	78,1%	3414,3	3702,3	288,0	157,0	54,5%	48,914	8,8
Caso 2	40,0	32,0	79,9%	3414,3	3686,7	272,5	142,7	52,4%	48,920	8,9
Caso 3	53,2	42,8	80,4%	3414,3	3658,4	244,1	131,6	53,9%	48,917	9,3
Caso 4	73,2	59,3	81,1%	3414,3	3631,3	217,0	116,5	53,7%	48,922	9,7

En la figura 22 se muestra la tendencia de los requerimientos mínimos de CPF inicial (@10s) respecto la capacidad de CRF disponible en cada caso. De la pendiente de la curva se puede inferir que el CRF es, para el escenario analizado, en torno a un 42% más efectivo. Es decir 100 MW de CPF pueden ser compensados con 70 MW de CRF, para el escenario analizado.

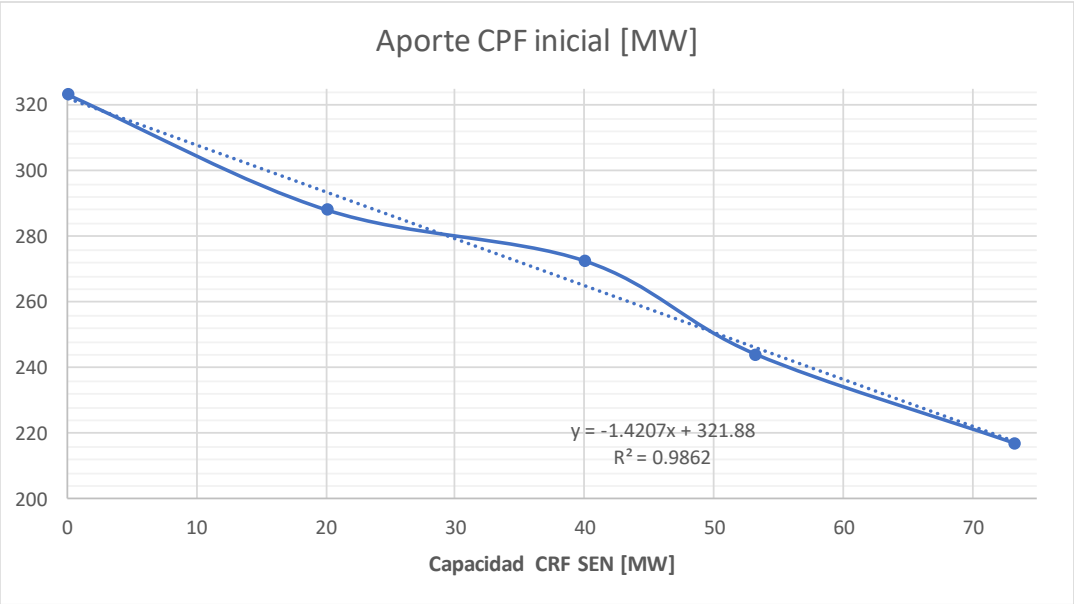

Figura 22: Aporte Inicial @10s CPF Mínimo Requerido ante Contingencias de Generación para Distintos Casos de Montos de CRF Disponibles. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF.

En la figura 23 se muestra la tendencia de los requerimientos mínimos de CPF inicial como valor efectivo 0-10 segundos postcontingencia respecto el mismo valor efectivo de aporte de CRF. Esto se realiza debido a que la frecuencia mínima se alcanza previo a los 10 segundos para las condiciones prevista. Cabe señalar que, si bien se aprecia que la pendiente de la curva es inferior a 1, el CPF requerirá una mayor reserva en giro para alcanzar el mismo valor efectivo que el CRF. Por otra parte, esta curva tiene una mejor representación mediante una tendencia lineal que la curva anterior y puede ser de utilidad para efectuar extrapolaciones para una evaluación ante distintos escenarios.

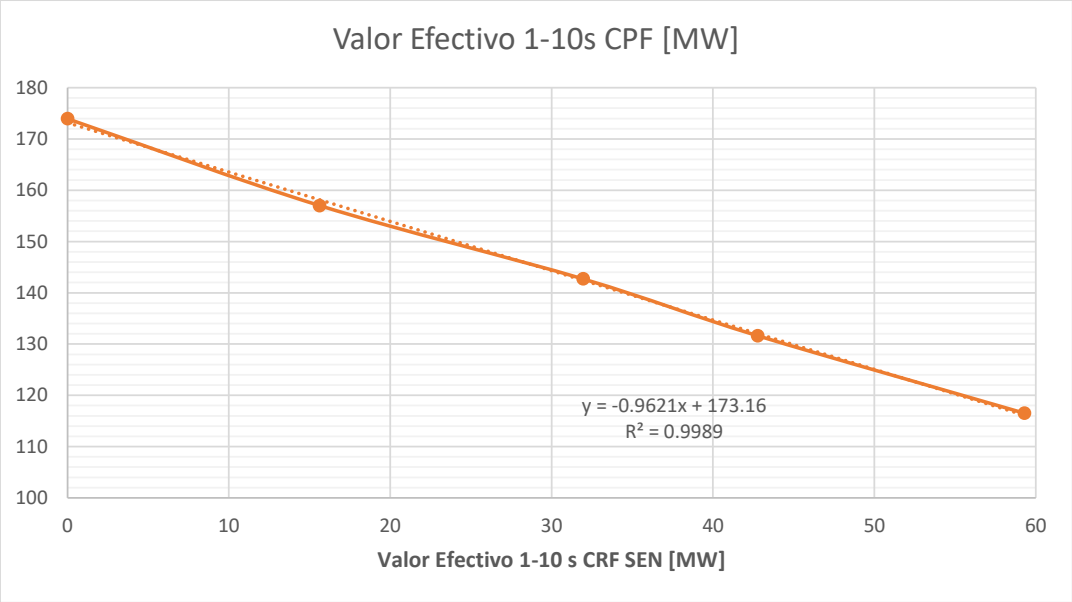

Figura 23: Valor Efectivo 0-10s Aporte CPF Mínimo Requerido vs Valor Efectivo CRF Disponibles. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF

En la figura 24 se muestra la tendencia del tiempo donde la frecuencia alcanza su valor mínimo respecto la capacidad disponible de CRF disponible en cada caso, en el escenario analizado.

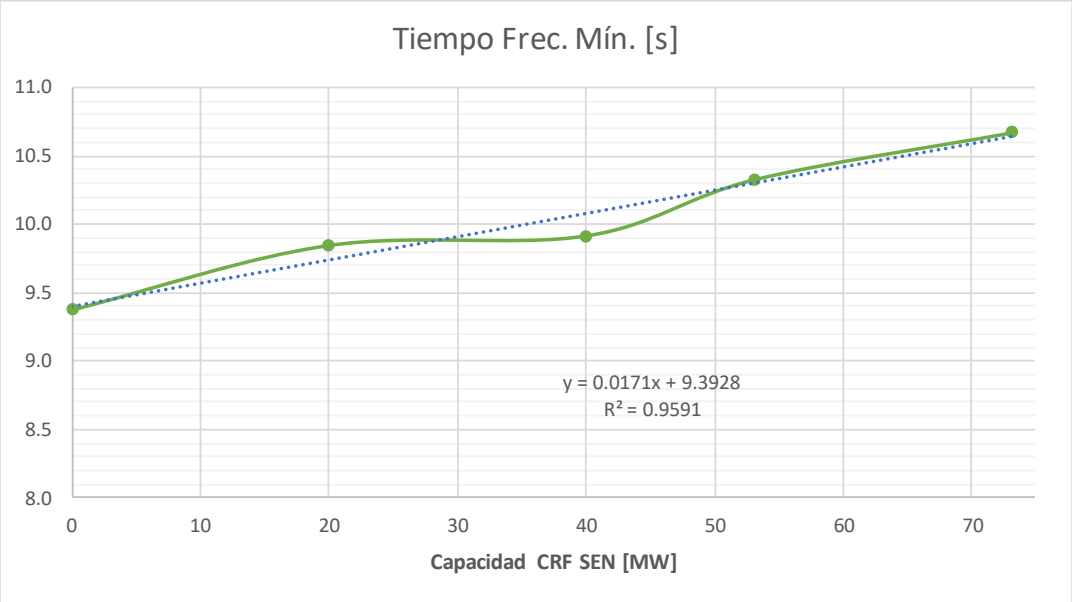

Figura 24: Tiempo de Frecuencia Mínima ante Contingencias de Generación para Distintos Casos de Montos de CRF Disponibles. Escenario DB día Unidades Térmicas e Hidráulicas Participantes en CPF

La incorporación CRF debe ser según criterio económico de la comparación de los costos de operación considerando la ausencia y presencia de estos recursos. Para evaluar lo anterior, es

relevante considerar que el CRF sería alrededor de un 42% más efectivo que el CPF disponible que cumple con los montos mínimos requeridos. Lo anterior deriva del hecho de que el valor efectivo 0-10s del CRF es un 80% del Aporte @10 s del CRF, mientras que para el CPF esta proporción es de 54%. No obstante, el grado de eficiencia del CRF está determinado por la inercia del escenario considerado pues para otros montos de ROCOF la frecuencia de activación del CRF puede ser distinta. Asimismo, la eficiencia resultante para el CPF puede diferir en caso de considerar otras unidades participantes en el CPF. Por tanto, estos resultados son aplicables siempre cuando sean definidos requerimientos mínimos para todos los casos en base a la condición más desfavorable prevista para el 2021. En orden de establecer los requerimientos sistémicos para distintos escenarios de inercia, en la segunda versión de este estudio (ECFyDR parte 2), se presentarán los resultados de los análisis para distintas condiciones de operación previstas del SEN y particularmente, para el grado sustitución de CPF mediante CRF en otras condiciones de inercia y demanda para el SEN.

Finalmente, se reportan los requerimientos mínimos de CPF considerando en servicio los 4 equipos BESS disponibles participantes en el CPF. Lo anterior se puede obtener de los resultados anteriores pues la respuesta en el tiempo de simulación es análoga a los equipos modelados como prestadores de CRF.

Tabla 21: Requerimientos de CPF considerando BESS

Caso	CPF BESS		CPF Unidades Convencionales		Requerimientos Mínimos CPF SEN		
	Aporte @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10 s [MW]	Aporte @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Aporte @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Aporte Permanente 5min [MW]
Caso 1	20.0	15.6	288.0	157.0	**308.0**	**172.6**	**325.0**
Caso 2	40.0	32.0	272.5	142.7	**312.5**	**174.7**	**325.0**
Caso 3	53.2	42.8	244.1	131.6	**297.3**	**174.4**	**325.0**

4.1.5 Verificación Escenarios Demanda Máxima y Demanda Mínima

A continuación se realiza la verificación en escenarios de demanda alta de noche y día, además de demanda mínima. Los escenarios que se analizan corresponden a los escenarios 01, 02 y 05 de la tabla 7 del documento.

Respecto las unidades participantes en el CPF, fueron seleccionadas para cumplir requerimiento mínimo determinado a partir de escenario DB día, considerando que se encontraban despachadas.

4.1.5.1 Escenario DA noche

Los resultados se resumen en la tabla 22. Se aprecian los aportes iniciales (10 segs) y permanentes (2 minutos), tanto para la potencia electrica como mecánica. Además, se muestra el valor efectivo del aporte de potencia mecánica en los primeros 10 segundos postcontingencia.

Tabla 22: Resultados Unidades Participantes en CPF ante Contingencias Generación. Escenario DA noche.

				Potencia Eléctrica							Potencia Turbina MW						
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Din. [MW]	Despa-cho [MW]	RGiro [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s
ANG1	carbón	1584,0	280,0	250,0	**30,0**	266,2	**16,2**	262,9	259,7	**9,7**	264,6	**14,6**	262,9	259,5	**9,5**	**9,5**	**65%**
ANG2	carbón	1584,0	284,4	250,0	**34,4**	268,6	**18,6**	262,9	259,7	**9,7**	267,1	**17,1**	262,9	259,5	**9,5**	**10,7**	**62%**
CCH1	carbón	1273,8	274,0	245,0	**29,0**	266,5	**21,5**	271,8	273,9	**28,9**	265,5	**20,5**	271,8	273,9	**28,9**	**13,9**	**68%**
CCH2	carbón	1273,8	274,0	245,0	**29,0**	266,5	**21,5**	271,8	273,9	**28,9**	265,5	**20,5**	271,8	273,9	**28,9**	**12,6**	**61%**
El Toro U1	hidro	302,6	122,6	110,0	**12,6**	120,9	**10,9**	-	122,6	**12,6**	120,6	**10,6**	0,0	122,6	**12,6**	**4,1**	**39%**
El Toro U2	hidro	302,6	122,6	110,0	**12,6**	120,9	**10,9**	-	122,6	**12,6**	120,6	**10,6**	0,0	122,6	**12,6**	**4,1**	**39%**
El Toro U3	hidro	302,6	122,6	110,0	**12,6**	120,0	**10,0**	-	122,6	**12,6**	119,7	**9,7**	0,0	122,6	**12,6**	**3,7**	**38%**
El Toro U4	hidro	302,6	122,6	110,0	**12,6**	116,5	**6,5**	-	122,6	**12,6**	116,2	**6,2**	0,0	122,6	**12,6**	**2,3**	**37%**
Antuco U1	hidro	752,0	157,1	80,0	**26,1**	106,7	**26,7**	-	134,2	**54,2**	106,2	**26,2**	0,0	134,3	**54,3**	**10,5**	**40%**
Antuco U2	hidro	752,0	152,0	80,0	**21,0**	110,6	**30,6**	-	137,7	**57,7**	110,0	**30,0**	0,0	137,0	**57,0**	**11,9**	**40%**
Ralco U1	hidro	1193,9	381,6	224,3	**44,1**	249,6	**25,3**	-	262,6	**38,4**	248,7	**24,5**	0,0	262,9	**38,6**	**8,2**	**34%**
Ralco U2	hidro	1193,9	381,4	224,3	**43,9**	249,6	**25,3**	-	262,6	**38,4**	248,7	**24,5**	0,0	262,9	**38,6**	**7,5**	**31%**
					307,9		**224,1**			**316,3**		**214,8**			**315,8**	**99,1**	**46,1%**

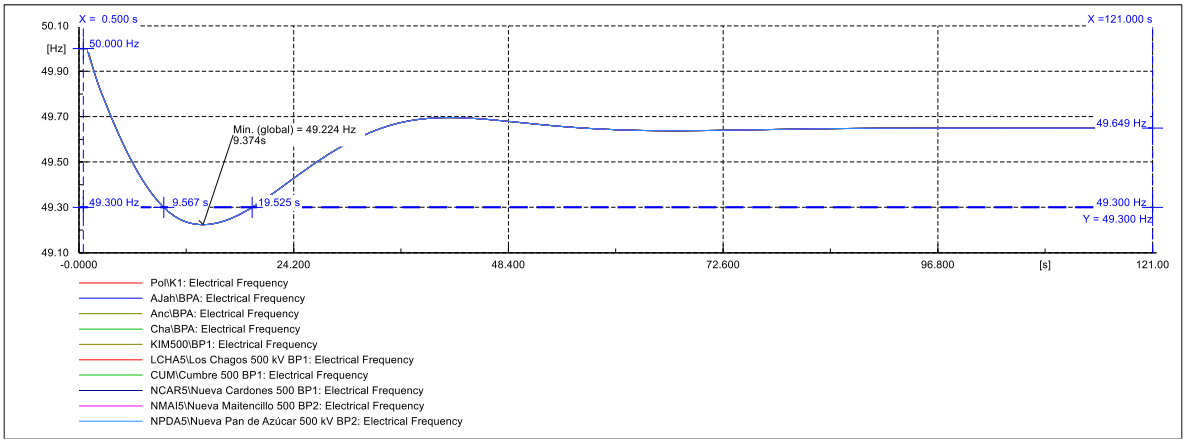

Figura 25: Frecuencia Eléctrica del SEN ante Contingencias Generación. Escenario DA noche.

De la Figura 25, se observa que la frecuencia desciende hasta 49.224 [Hz] sin activar el primer escalón del EDAC. La frecuencia postcontingencia de régimen permanente es mayor a 49,30 [Hz], lo cual implica que se cumple con lo establecido en los Art. 5.25, 5.35 y 5.37 de la NT. Se aprecia que las unidades consideradas para participar en el CPF para este escenario realizan un aporte menor al mínimo requerido estimado, debido que el error permanente de frecuencia es menor a 0,7 [Hz].

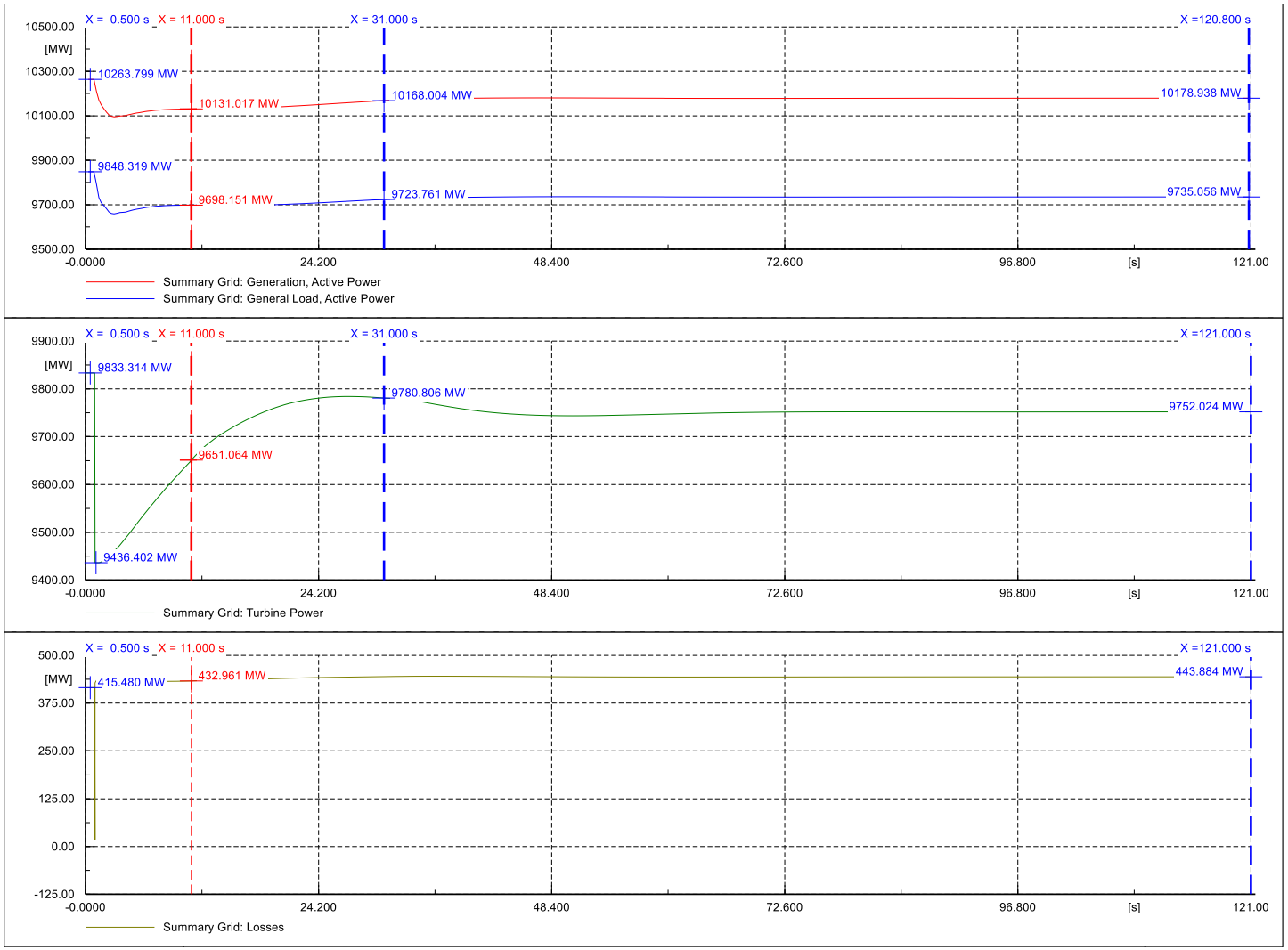

Figura 26: Balance del SEN ante Contingencias Generación. Escenario DA noche.

Los resultados del Balance se resumen en la tabla 23.

Tabla 23: Balance del SEN ante Contingencias Generación. Escenario DA noche.

Balance Total SEN	Inicial [MW]	Postcont. [MW]	10segs [MW]	30 segs [MW]	2min [MW]	Balance [MW]
Generación	10263,8	-	10131,0	10168,0	10178,9	-
Carga	9848,3	-	9698,2	9723,8	9735,1	113,3
Potencia Mecánica	9833,3	9436,4	9651,1	9780,8	9752,0	-
Pérdidas	415,5	-	433,0	-	443,9	-28,4
Aporte CPF	-	-	214,7	344,4	315,6	315,6
	0,0		-0,1		0,0	400,5

De la figura 26, denominada “Balance” resumida en tabla 22, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de 315,6 [MW].
- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es 113,3 [MW].
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 28,4 [MW].
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de generación, se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada más la variación total del consumo y menos el aumento de pérdidas de potencia y corresponde a 400 [MW]

Los resultados de la verificación para como así también el detalle de los aportes se adjunta en el anexo 6.1.

4.1.5.2 Escenario DA día

Los resultados se resumen en la tabla 24. Se aprecian los aportes iniciales (10 segs) y permanentes (2 minutos), tanto para la potencia electrica como mecánica. Además, se muestra el valor efectivo del aporte de potencia mecánica en los primeros 10 segundos postcontingencia.

Tabla 24: Resultados Unidades Participantes en CPF ante Contingencias Generación. Escenario DA día.

				Potencia Eléctrica							Potencia Turbina MW						
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Din. [MW]	Despa-cho [MW]	RGiro [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30 s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s
CCH1	carbón	1273,8	274,0	125,0	**149,0**	153,1	**28,1**	155,6	151,2	**26,2**	151,6	**26,6**	156,4	151,1	**26,1**	**13,4**	**50%**
CCH2	carbón	1273,8	274,0	125,0	**149,0**	153,1	**28,1**	155,6	148,9	**23,9**	151,6	**26,6**	156,4	148,8	**23,8**	**12,8**	**48%**
IEM	carbón	2011,1	399,8	350,0	**49,8**	366,6	**16,6**	366,0	365,4	**15,4**	364,6	**14,6**	367,3	365,4	**15,4**	**9,3**	**64%**
Guacolda U1	carbón	762,5	150,0	75,0	**75,0**	116,9	**41,9**	110,6	104,5	**29,5**	116,3	**41,3**	111,0	104,7	**29,7**	**20,0**	**49%**
Guacolda U2	carbón	762,5	150,0	75,0	**75,0**	106,4	**31,4**	101,7	97,1	**22,1**	105,6	**30,6**	102,2	97,1	**22,1**	**14,6**	**48%**
Pehuenche U1	hidro	1160,0	275,0	185,0	**90,0**	201,6	**16,6**	-	227,5	**42,5**	200,4	**15,4**	-	227,4	**42,4**	**6,1**	**39%**
Ralco U1	hidro	1193,9	381,6	280,7	**100,9**	309,1	**36,7**	-	331,5	**50,8**	307,8	**27,1**	-	331,5	**50,8**	**9,3**	**34%**
Angostura U2	hidro	609,5	141,5	102,0	**39,5**	105,4	**3,4**	-	139,2	**37,2**	101,9	**-0,1**	-	135,3	**33,3**	**-0,5**	**381%**
Pangue U1	hidro	924,0	229,8	105,0	**124,8**	110,1	**5,1**	-	137,5	**32,5**	112,5	**7,5**	-	141,6	**36,6**	**1,6**	**22%**
					853,0		**207,8**			**280,1**		**189,7**			**280,2**	**86,7**	**45,7%**

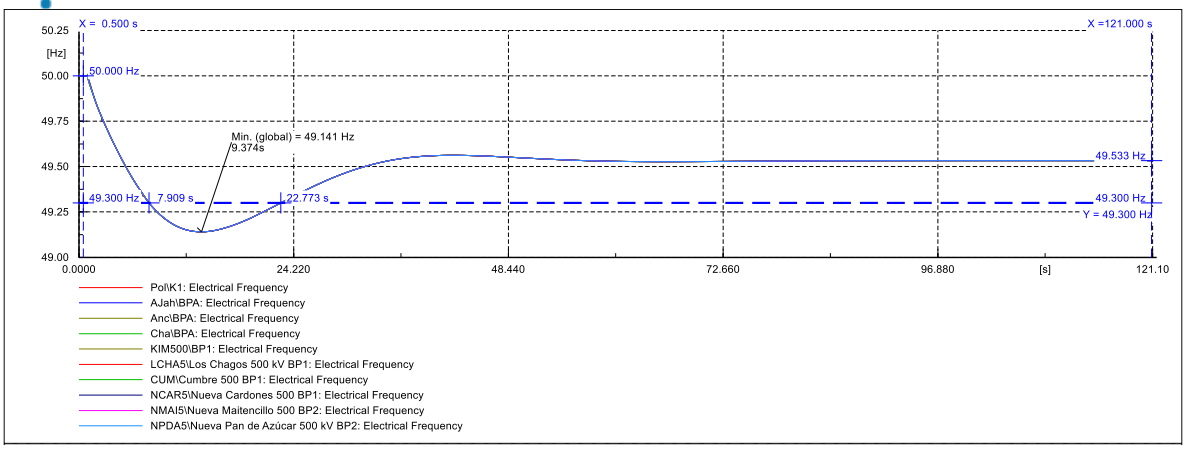

Figura 27: Frecuencia Eléctrica del SEN ante Contingencias Generación. Escenario DA día.

De la Figura 27, se observa que la frecuencia desciende hasta 49.141 [Hz] sin activar el primer escalón del EDAC. La frecuencia de postcontingencia de régimen permanente es mayor a 49,30 [Hz], lo cual implica que se cumple con lo establecido en los Art. 5.25, 5.35 y 5.37 de la NT. Se aprecia que las unidades consideradas para participar en el CPF para este escenario realizan un aporte menor al mínimo requerido estimado, debido que el error permanente de frecuencia es menor a 0,7 [Hz].

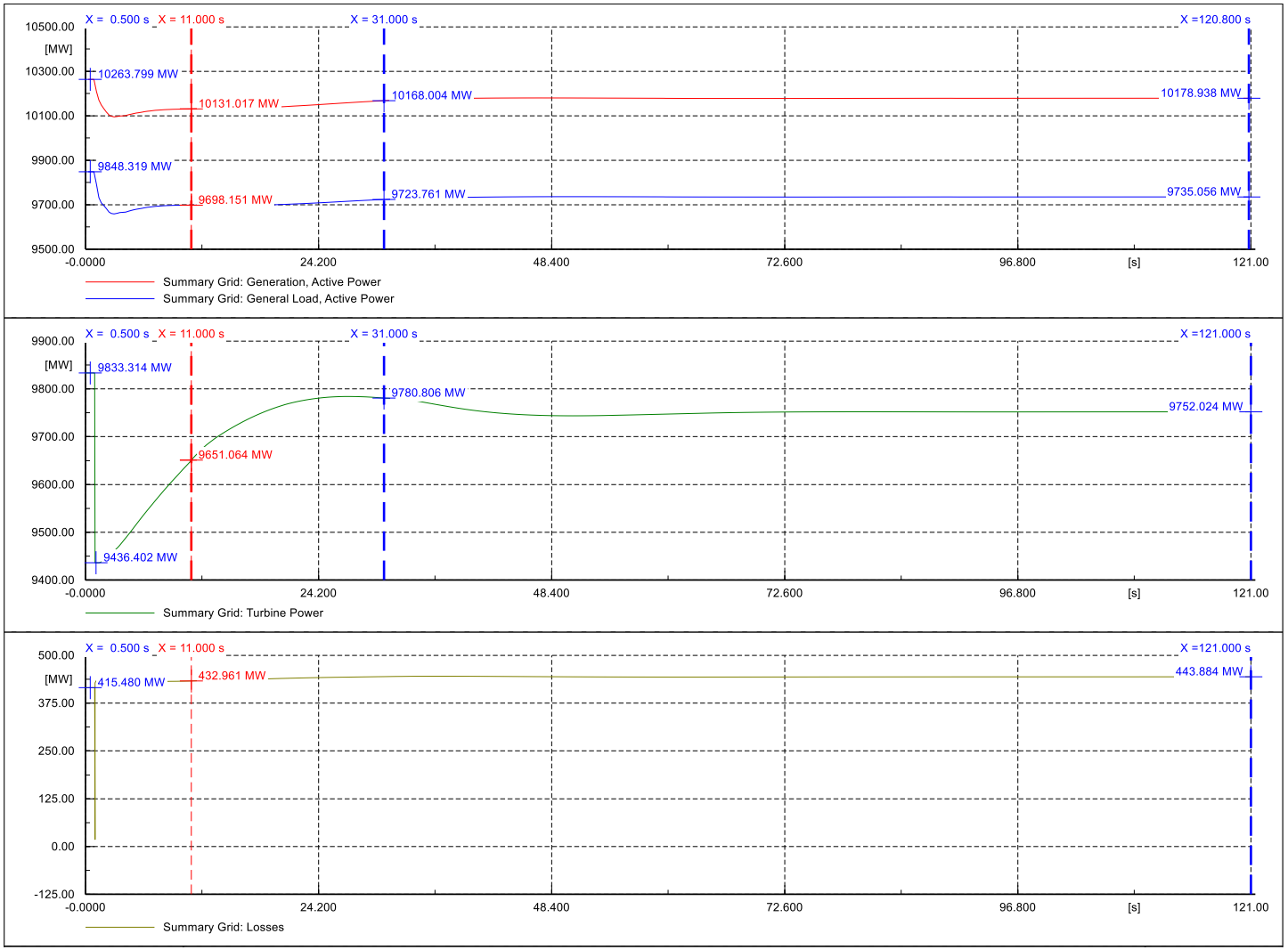

Figura 28: Balance del SEN ante Contingencias Generación. Escenario DA día

Los resultados del Balance se resumen en la tabla 25.

Tabla 25: Balance del SEN ante Contingencias Generación. Escenario DA día

Balance Total SEN	Inicial [MW]	Postcont. [MW]	10segs [MW]	30 segs [MW]	2min [MW]	Balance [MW]
Generación	10644,4	-	10481,8	10513,5	10523,7	-
Carga	10237,8	-	10055,5	10082,8	10094,2	**143,6**
Potencia Mecánica	7218,8	6821,2	7012,6	7121,7	7101,9	-
Pérdidas	406,3	-	426,3	-	429,5	**-23,2**
Aporte CPF	-	-	**191,4**	**300,5**	**280,7**	**280,7**
	0,2		0,0		0,0	**401,1**

De la figura 28, denominada "Balance" resumida en tabla 25, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de 280,7 [MW].
- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es 143,6 [MW].
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 23,2 [MW].
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de generación, se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada más la variación total del consumo y menos el aumento de pérdidas de potencia y corresponde a 401 [MW]

Los resultados de la verificación para como así también el detalle de los aportes se adjunta en el anexo 6.1.

4.1.5.3 Escenario DB noche

Los resultados se resumen en la tabla 26. Se aprecian los aportes iniciales (10 segs) y permanentes (2 minutos), tanto para la potencia electrica como mecánica. Además, se muestra el valor efectivo del aporte de potencia mecánica en los primeros 10 segundos postcontingencia

Tabla 26: Resultados Unidades Participantes en CPF ante Contingencias Generación. Escenario DB noche

				Potencia Eléctrica							Potencia Turbina						
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Din. [MW]	Despa-cho [MW]	RGiro [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30 s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s
ANG1	carbón	1584,0	280,0	200,0	**80,0**	237,5	**37,5**	219,9	215,0	**15,0**	239,0	**39,0**	219,6	215,1	**15,1**	**23,2**	**60%**
ANG2	carbón	1584,0	284,4	200,0	**84,4**	238,6	**38,6**	219,9	215,0	**15,0**	239,8	**39,8**	219,6	215,1	**15,1**	**23,8**	**60%**
CCH1	carbón	1273,8	274,0	165,0	**109,0**	211,5	**46,5**	197,7	190,1	**25,1**	212,4	**47,4**	196,7	193,1	**28,1**	**23,8**	**50%**
CCH2	carbón	1273,8	274,0	165,0	**109,0**	213,6	**48,6**	211,4	209,3	**44,3**	214,4	**49,4**	210,2	209,3	**44,3**	**27,7**	**56%**
Guacolda U3	carbón	762,5	152,0	100,0	**52,0**	109,3	**9,3**	110,0	110,0	**10,0**	110,0	**10,0**	110,0	110,0	**10,0**	**8,2**	**82%**
Guacolda U4	carbón	762,5	154,0	100,0	**54,0**	109,3	**9,3**	110,0	110,0	**10,0**	110,0	**10,0**	110,0	110,0	**10,0**	**8,3**	**82%**
El Toro U1	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	53,2	**28,2**	-	69,2	**44,2**	53,5	**28,5**	-	69,2	**44,2**	**12,9**	**45%**
El Toro U2	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	53,2	**28,2**	-	69,2	**44,2**	53,5	**28,5**	-	69,2	**44,2**	**12,9**	**45%**
El Toro U3	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	50,6	**25,6**	-	69,2	**44,2**	50,8	**25,8**	-	69,2	**44,2**	**11,5**	**45%**
El Toro U4	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	41,4	**16,4**	-	66,9	**41,9**	41,6	**16,6**	-	66,9	**41,9**	**7,2**	**43%**

				Potencia Eléctrica							Potencia Turbina						
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Din. [MW]	Despa-cho [MW]	RGiro [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30 s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	10s [MW]	Aporte @10s [MW]	30s [MW]	2min [MW]	Aporte @2min [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s
Canutillar U1	hidro	224,0	86,4	40,0	**46,4**	52,7	**12,7**	-	56,0	**16,0**	52,8	**12,8**	-	55,9	**15,9**	**4,8**	**38%**
Canutillar U2	hidro	224,0	86,4	40,0	**46,4**	52,7	**12,7**	-	56,0	**16,0**	52,8	**12,8**	-	55,9	**15,9**	**4,8**	**38%**
					971,6		**313,6**			**326,1**		**320,7**			**329,1**	**169,1**	**52,7%**

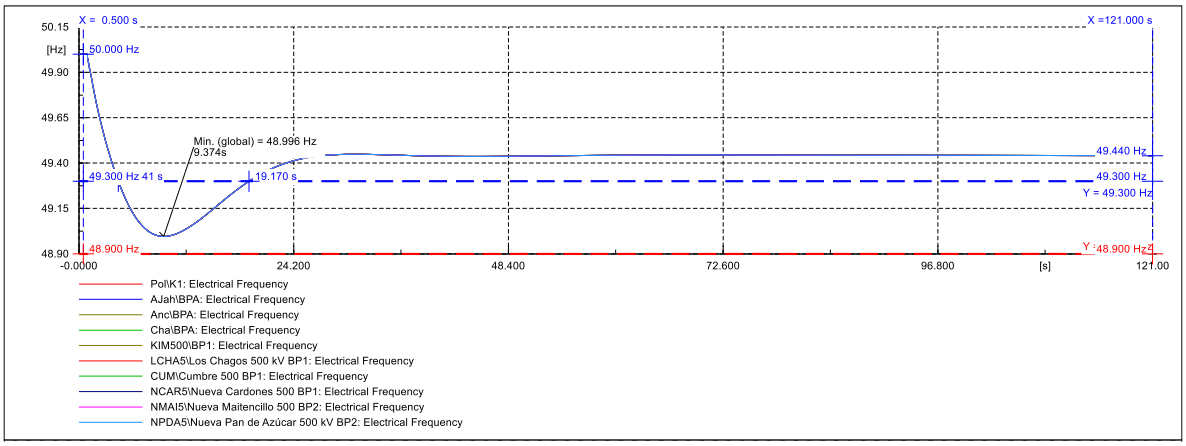

Figura 29: Frecuencia Eléctrica de SEN ante Contingencias Generación. Escenario DB noche

De la figura 29, se observa que la frecuencia desciende hasta 48.996 [Hz] sin activar el primer escalón del EDAC. La frecuencia postcontingencia de régimen permanente es mayor a 49,30 [Hz], lo cual implica que se cumple con lo establecido en los Art. 5-25, 5-35 y 5-37 de la NT. Se aprecia que las unidades consideradas para participar en el CPF para este escenario realizan un aporte levemente mayor al estimado, sin embargo el error permanente de frecuencia es bastante menor a 0,7 [Hz].

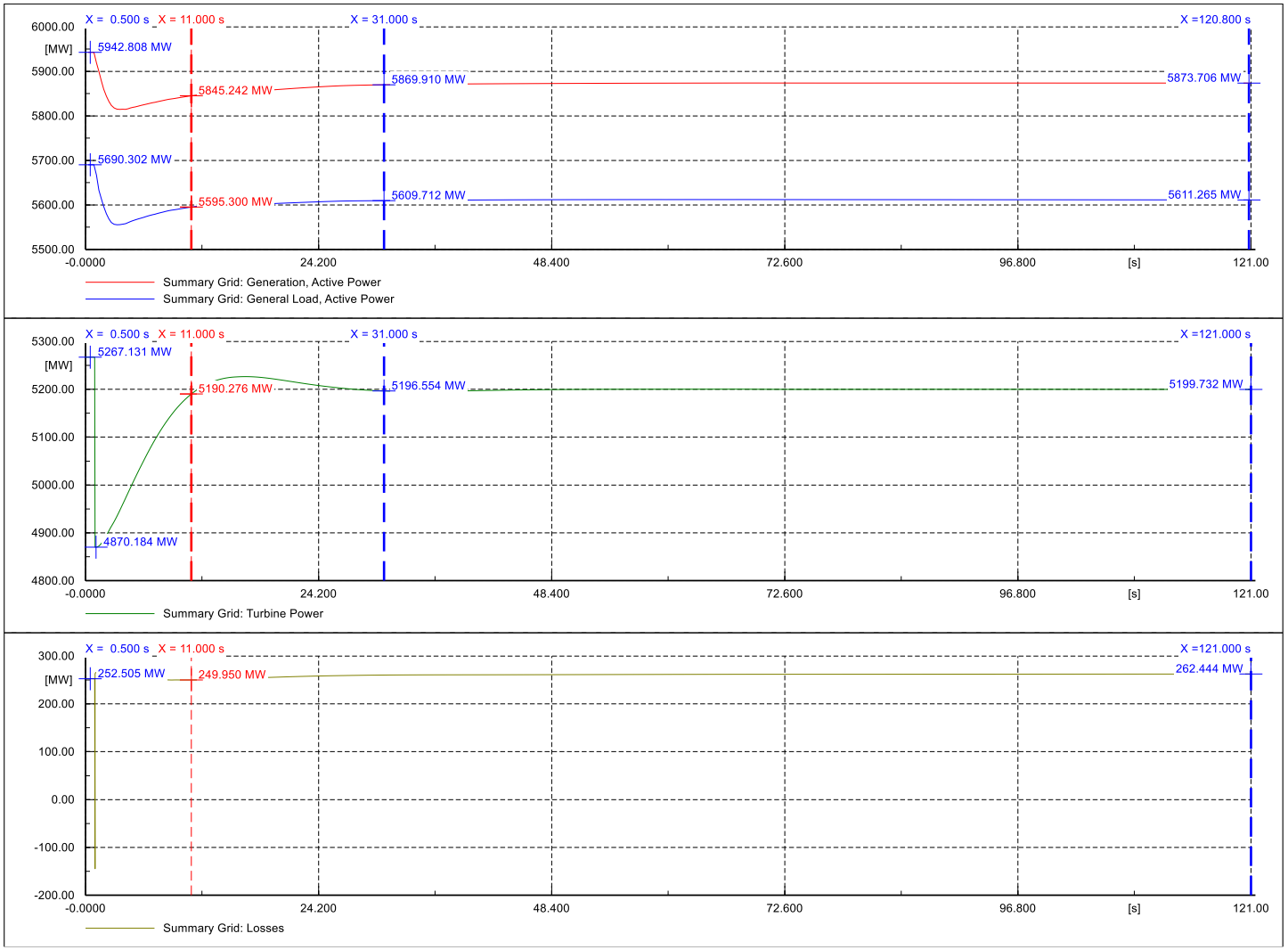

Figura 30: Balance ante Contingencias Generación. Escenario DB noche

Los resultados del Balance se resumen en la tabla 27.

Tabla 27: Balance ante Contingencias Generación. Escenario DB noche.

Balance Total SEN	Inicial [MW]	Postcont. [MW]	10segs [MW]	30 segs [MW]	2min [MW]	Balance [MW]
Generación	5942,8	-	5845,2	5869,9	5873,7	-
Carga	5690,3	-	5595,3	5809,7	5611,3	79,1
Potencia Mecánica	5267,1	4870,2	5190,3	5198,3	5199,7	-
Pérdidas	252,7	-	250,6	-	262,4	-9,7
Aporte CPF	-	-	320,1	328,1	329,5	329,5
	-0,2		-0,6		0,0	398,9

De la figura 30, denominada “Balance” resumida en tabla 27, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de 329,5 [MW].
- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es 79,1 [MW].
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 9,7 [MW].
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de generación, se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada más la variación total del consumo y menos el aumento de pérdidas de potencia y corresponde a 399 [MW]

Los resultados de la verificación para como así también el detalle de los aportes se adjunta en el anexo 6.1.

4.1.5.4 Resumen de Resultados Verificación

Los resultados de los 3 casos analizados se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 28: Resumen de Resultados de la Verificación. Requerimientos CPF ante Contingencias Generación.

				Potencia Eléctrica		Potencia Turbina					
Resumen	Frecuencia Mínima [Hz]	Tiempo Frecuencia Mínima [s]	Frecuencia Final [Hz]	Aporte CPF 10segs [MW]	Aporte CPF @2min [MW]	Aporte CPF 10segs [MW]	Aporte CPF @2min [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s/ Aporte @10s	Valor Efectivo 2min [MW]	Valor Efectivo 0-5min [MW]
Caso 1	49.224	13.986	49.649	224.1	316.3	214.8	315.8	99.1	46.1%	297.7	308.6
Caso 2	49.141	13.829	49.533	207.8	280.1	189.7	280.2	86.7	46.1%	264.2	273.8
Caso 3	48.996	9.551	49.440	313.6	326.1	320.7	329.1	169.1	52.7%	318.0	324.7

Se aprecia que en todos los casos los montos de reservas para CPF iniciales a 10 segundos son inferiores a 325 [MW], los montos efectivos 0-10 segundos son inferiores a 184 [MW] y los montos permanentes a 5 minutos son inferiores a 325 [MW]. Además, la frecuencia mínima es superior a 48,9 [Hz] y la frecuencia de establecimiento en régimen permanente es superior a 49,3 [Hz].

Estos resultados evidencian que en otros escenarios operacionales los requerimientos serían inferiores a los descritos en los anteriores. Por tanto, estos resultados son aplicables siempre cuando

sean definidos requerimientos para todos los casos en base a la condición más desfavorable prevista.

Para establecer requerimientos de reservas que dependan de las condiciones de inercia y demanda del SEN, se deben realizar análisis más detallados y que se tienen contemplados para la segunda versión de este estudio (ECFyDR 2020 parte 2).

4.1.6 Resumen de Resultados de Inercia y Reservas ante Contingencias de Generación

Se determinaron los requerimientos de reserva para CPF ante contingencias, considerando para todos los casos las condiciones más desfavorables de inercia previstas en el horizonte del estudio. Para obtener los resultados de requerimientos considerando los equipos BESS , en las condición más desfavorable prevista, deben emplearse los resultados descritos en el punto 4.1.4 en la tabla 21.

Por otra parte, la inercia mínima prevista excede ampliamente los montos de inercia mínima postcontingencia requerida para evitar que el ROCOF del SEN alcance 0,6 [Hz/s], que corresponde al ajuste de activación del EDAC.

Respecto al CRF, no existen razones técnicas para requerir montos mínimos. Esto se debe a que es posible cumplir con criterios considerados y exigencias aplicables sin el uso de recursos adicionales. La decisión final deriva de un análisis técnico económico de los costos de operación del SEN considerando la sustitución estimada del CPF mediante CRF.

Para otras contingencias, como por ejemplo la pérdida de la interconexión del SEN y/o mayores montos de generación, pudiera requerirse otra distribución y/o montos. Se entiende que esos análisis exceden los alcances de este Estudio.

Cabe señalar que, para escenarios de alta disponibilidad del recurso hídrico y altas transferencias Cumbre → Los Changos, ante la desconexión de grandes unidades (IEM, Kelar, U16 de Central Tocopilla), de no contarse con la suficiente reserva dinámica de reactivos en el Norte Grande, puede haber riesgos para la operación del SEN. Esto se debe a que se tendría una proporción desfavorable de reservas para CPF efectiva que conlleva un alto incremento de transferencias postcontingencia lo que, a su vez, traería un riesgo de colapso de tensión por déficit de potencia reactiva. La reserva de reactivos dinámicos del Norte Grande debe ser suficiente para afrontar la pérdida de los reactivos de la unidad que sale intempestivamente y, además, el aumento de pérdidas de reactivos que deriva del incremento de transferencias que conlleva la acción los controladores de carga/velocidad de las unidades del centro sur, participantes del CPF. Esta situación se entiende que debe abordarse considerando una adecuada reserva dinámica de potencia reactiva en la operación real del SEN bajo dichas circunstancias, cuyo montos resultan de los análisis del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR). No se justifica establecer restricciones de reserva para CPF considerando que, para las condiciones más desfavorables en términos de la estabilidad de frecuencia, no fueron detectados riesgos. Esto, además, tomando en cuenta que la inclusión de esas restricciones puede traducirse en un aumento de los costos de operación y/o los tiempos de simulación de las herramientas de programación.

Finalmente, estas simulaciones corresponden a la condición de reserva más desfavorable y por lo tanto representa el valor máximo que podría tomar el requerimiento en el horizonte de análisis, en cuanto a que se utilizaron reservas totales efectivas en 0-5 minutos del orden de 325 [MW], lo que corresponde sólo al monto de reserva asignado al CPF para atender contingencias de generación. Esto permite garantizar que la frecuencia post falla simple de régimen permanente siempre será mayor a 49,3 [Hz], ya que como condición desfavorable también se ha asumido que justo en el instante de ocurrir la desconexión de generación se agotó la reserva para fluctuaciones instantáneas de la demanda neta. Lo anterior, se fundamenta debido a que el periodo de las fluctuaciones naturales de la demanda es inferior al periodo de la evolución de la contingencia, que incluye el tiempo requerido para reponer las cargas con las reservas para CSF y CTF.

4.1.7 Reservas de CPF ante Contingencias de Consumos

4.1.7.1 Metodología

Para evaluar el comportamiento dinámico del sistema ante la desconexión intempestiva de altos montos de consumos, de manera de determinar cuál sería la reserva mínima para contingencias para atender excedentes de generación, se consideró la desconexión de 200 [MW] correspondiente a consumos abastecidos desde S/E El Minero (el mayor consumo disponible en las condiciones más desfavorables previstas, de acuerdo con la BD DIgSILENT usada).

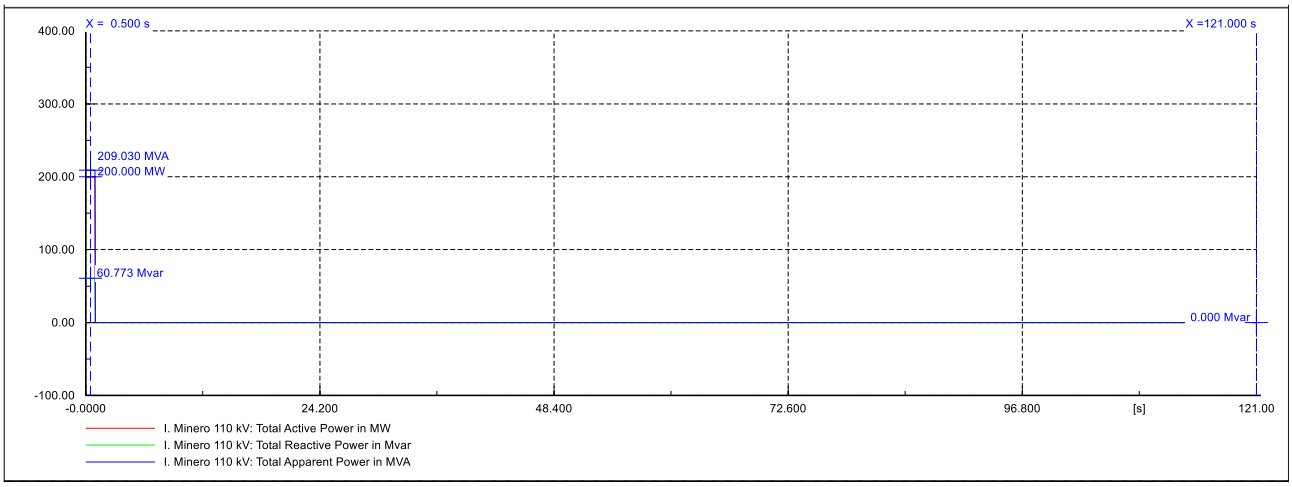

Figura 31: Desconexión Consumo I. Minero con 200 MW.

En estas circunstancias solamente fueron determinados requerimientos mínimos para CPF permanentes, dado que corresponden a montos de desbalances menores que en el caso de contingencias de generación, lo que resulta en una menor excursión de la frecuencia. Además, a diferencia del caso de subfrecuencia (EDAC), no existe una restricción que permita establecer un criterio específico que cumplir. Los rangos de sobrefrecuencias exigibles a unidades de generación corresponden a la única exigencia técnica aplicable, sin embargo, estos rangos son significativamente altos respecto la excursión de frecuencia evidenciada en las simulaciones.

Se consideran las condiciones más desfavorables, que en este caso solo aplica a los escenarios de menor inercia, ante lo cual, en primera instancia se toma en cuenta un escenario de demanda baja de día. No obstante, la NT SyCS establece en el artículo 3-17 que los controladores de frecuencia/potencia de parques eólicos y fotovoltaicos reduzcan su aporte ante sobrefrecuencias (esquemas de HFRT, High-Frequency Ride-Trough). Por lo tanto, se evaluaron también condiciones de baja demanda noche, con menor generación ERV.

4.1.7.2 Resultados

4.1.7.2.1 Caso DB día

Los resultados se los aportes de las unidades participantes en el CPF se resumen en la tabla 29.

Tabla 29: Resultados Unidades Participantes en CPF ante Contingencias Consumos. Escenario DB día.

				Potencia Eléctrica				Potencia Turbina MW				
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Dinámica [MW]	Despacho DIgSILENT	RGIRO	2min	Aporte @2min	P Base	Despacho DIgSILENT	RGIRO	2min	Aporte @2min
ANG1	carbón	1584,0	280,0	150,0	**130,0**	144,9	**-5,1**	280,4	150,0	130,0	145,0	**-5,0**
ANG2	carbón	1584,0	284,4	150,0	**134,4**	144,9	**-5,1**	280,4	150,0	134,4	145,0	**-5,0**
CCH1	carbón	1273,8	274,0	105,1	**168,9**	92,9	**-12,2**	280,3	105,1	168,9	92,8	**-12,3**
CCH2	carbón	1273,8	274,0	105,1	**168,9**	92,3	**-12,8**	280,3	105,1	168,9	92,2	**-12,9**
Guacolda U3	carbón	885,2	152,0	75,0	**77,0**	69,5	**-5,5**	152,1	75,0	77,0	69,5	**-5,5**
Guacolda U4	carbón	885,2	152,0	75,0	**77,0**	69,5	**-5,5**	152,1	75,0	77,0	69,5	**-5,5**
El Toro U1	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	6,4	**-18,6**	100,0	25,0	97,6	6,4	**-18,6**
El Toro U2	hidro	302,6	122,6	25,0	**97,6**	6,4	**-18,6**	100,0	25,0	97,6	6,4	**-18,6**
El Toro U3	hidro	302,6	122,6	25,0	**26,1**	6,4	**-18,6**	100,0	25,0	97,6	6,4	**-18,6**
El Toro U4	hidro	302,6	122,6	25,0	**21,0**	6,4	**-18,6**	100,0	25,0	97,6	6,4	**-18,6**
Canutillar U1	hidro	224,0	86,4	55,0	**44,1**	48,8	**-6,2**	66,5	55,0	31,4	48,8	**-6,2**
Canutillar U2	hidro	224,0	86,4	55,0	**43,9**	48,8	**-6,2**	66,5	55,0	31,4	48,8	**-6,2**
					1086,5		**-132,9**					**-133,0**

Se considera el escenario de mínima inercia prevista que corresponde a demanda baja de día.

En la Figura 32 se muestra la frecuencia eléctrica del SEN y se aprecia que la frecuencia máxima corresponde a 50,336 [Hz], lo que no activaría en ningún caso las protecciones de sobrefrecuencia de las unidades generadoras. Además la frecuencia postcontingencia de régimen permanente es bastante inferior a los 50,7 [Hz], lo que implica que se cumple con lo lo establecido en los Art. 5-25, 5-36 y 5-37 de la NT SyCS.

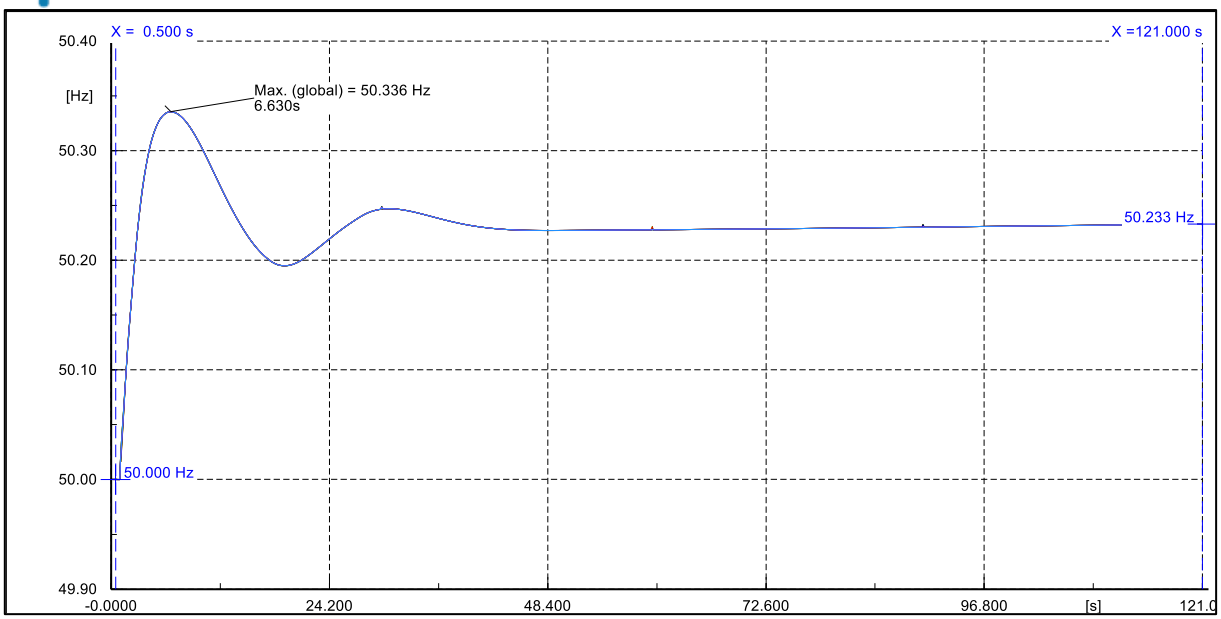

Figura 32: Frecuencia Eléctrica SEN ante Contingencias Consumos. Escenario DB día.

En la Figura 33 se muestra la Potencia eléctrica total de las unidades ERV (Eólica y Solar). Se puede apreciar que el efecto de los esquemas de control HFRT se traduce en una reducción de alrededor de 33 [MW] que se traducen en un aporte al CF ante sobrefrecuencias. Lo anterior justifica el hecho de considerar otras condiciones más desfavorables de presencia de generación ERV, con niveles de demanda e inercia.

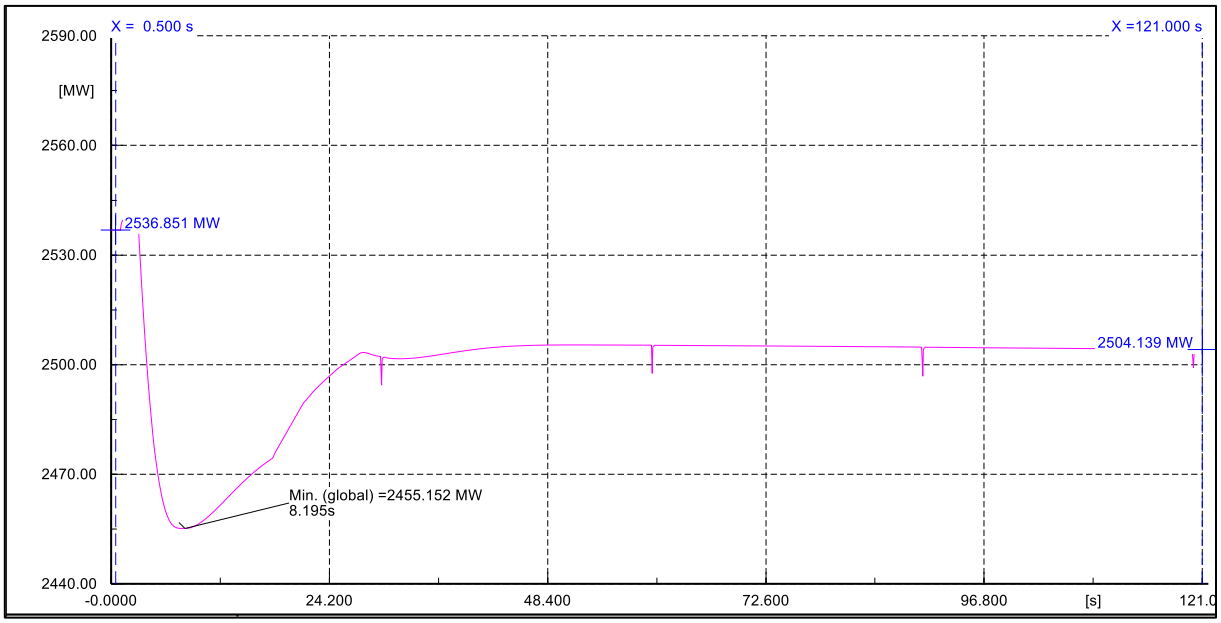

Figura 33: Generación Plantas ERV del SEN ante Contingencias Consumos. Escenario DB día.

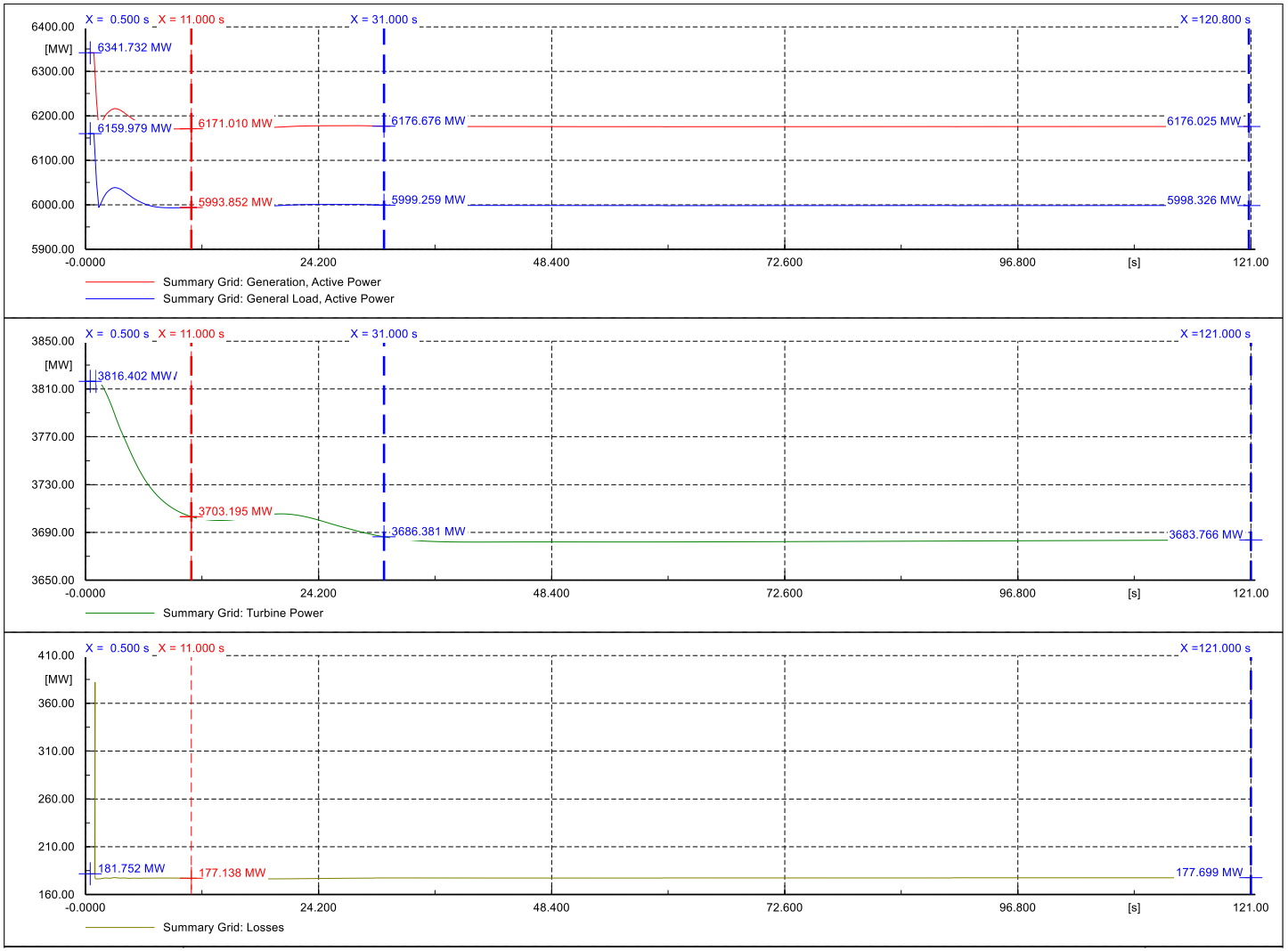

Figura 34: Balance SEN ante Contingencias Consumos. Escenario DB día.

Los resultados del Balance se presentan a continuación

Tabla 30: Balance SEN ante Contingencias Consumos. Escenario DB día

Balance Total SEN	Inicial [MW]	2min [MW]	Balance [MW]
Generación	6341,7	6176,0	
Carga	6160,0	5998,3	161,7
Potencia Mecánica	3816,4	3683,8	-
Generación ERV	2536,9	2504,1	-32,7
Pérdidas	181,8	177,7	4,1
Aporte CPF	-	-132,6	-132,6
	0,0	0,0	-161,3

De la figura 34, denominada "Balance" resumida en tabla 30, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de -132,6 [MW].
- La diferencia de generación debido a la acción de HFRT en plantas ERV es -32 [MW].
- La reducción de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 4 [MW].
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de consumo, se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada, más la diferencia de generación ERV y más la reducción de pérdidas de potencia y corresponde a -161,3 [MW]

El valor efectivo en 2 minutos es -125,5 [MW] (cálculo valor efectivo integral a 2 minutos), si el aporte @2min es 132,6 [MW] entonces el valor efectivo 0-5 minutos sería aproximadamente -128,4 [MW].

4.1.7.2.2 Caso DB noche

Los resultados de los aportes de las unidades participantes en el CPF se resumen en la tabla 31.

Tabla 31: Resultados Unidades Participantes en CPF ante Contingencias Consumos. Escenario DB noche.

				Potencia Eléctrica				Potencia Turbina MW				
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Dinámica [MW]	Despacho DIgSILENT	RGIRO	2min	Aporte @2min	P Base	Despacho DIgSILENT	RGIRO	2min	Aporte @2min
ANG1	carbón	1584,0	280,0	225,0	**55,0**	219,2	**-5,8**	280,2	225,0	55,0	219,1	**-5,9**
ANG2	carbón	1584,0	284,4	225,0	**59,4**	219,2	**-5,8**	280,2	225,0	59,4	219,1	**-5,9**
CCH1	carbón	1273,8	274,0	165,0	**109,0**	152,5	**-12,5**	280,6	165,0	109,0	152,7	**-12,3**
CCH2	carbón	1273,8	274,0	165,0	**109,0**	149,6	**-15,4**	280,6	165,0	109,0	149,6	**-15,4**
Guacolda U3	carbón	885,2	152,0	100,0	**52,0**	91,3	**-8,7**	152,0	100,0	52,0	91,3	**-8,7**
Guacolda U4	carbón	885,2	152,0	100,0	**52,0**	91,3	**-8,7**	152,0	100,0	52,0	91,3	**-8,7**
El Toro U1	hidro	302,6	122,6	35,0	**87,6**	12,8	**-22,2**	100,0	35,0	87,6	12,8	**-22,2**
El Toro U2	hidro	302,6	122,6	35,0	**87,6**	12,8	**-22,2**	100,0	35,0	87,6	12,8	**-22,2**
El Toro U3	hidro	302,6	122,6	35,0	**26,1**	12,8	**-22,2**	100,0	35,0	87,6	12,8	**-22,2**
El Toro U4	hidro	302,6	122,6	35,0	**21,0**	12,8	**-22,2**	100,0	35,0	87,6	12,8	**-22,2**
Canutillar U1	hidro	224,0	86,4	75,0	**44,1**	67,4	**-7,6**	66,5	75,0	11,4	67,4	**-7,6**
Canutillar U2	hidro	224,0	86,4	75,0	**43,9**	67,4	**-7,6**	66,5	75,0	11,4	67,4	**-7,6**
					746,7		**-161,0**					**-161,0**

En la figura 35 se muestra la frecuencia eléctrica del SEN y se aprecia que la frecuencia máxima corresponde a 50,48 [Hz], lo que no activaría en caso alguno las protecciones de sobrefrecuencia de

las unidades generadoras. Además la frecuencia postcontingencia de régimen permanente es bastante inferior a los 50,7 [Hz], lo que implica que se cumple con lo lo establecido en los Art. 5-25, 5-36 y 5-37 de la NT SyCS.

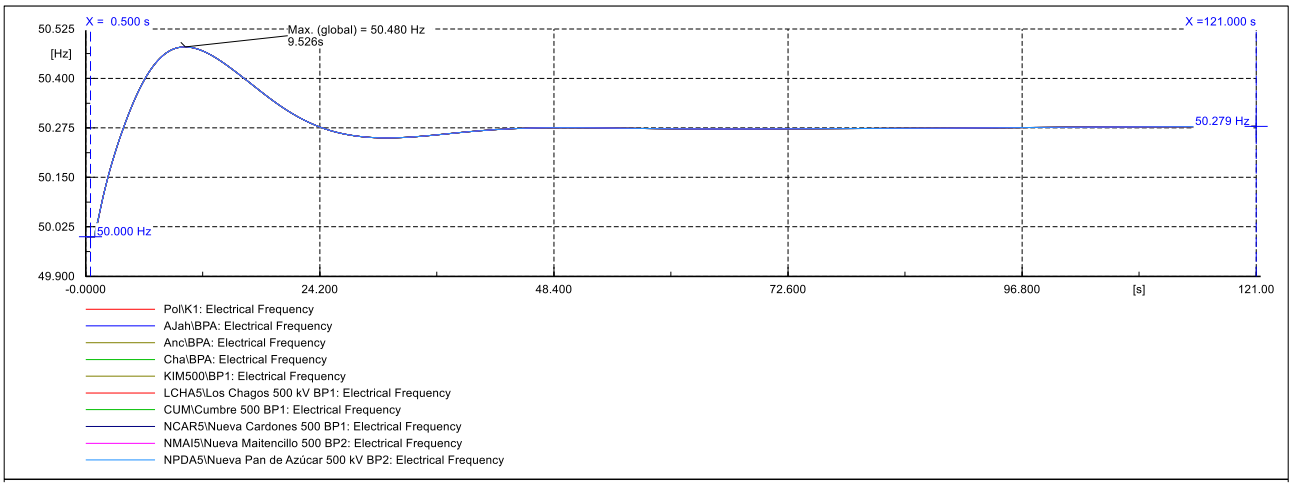

Figura 35: Frecuencia Eléctrica SEN ante Contingencias Consumos. Escenario DB noche.

En la Figura 36 se muestra la potencia eléctrica total de las unidades ERV (Eólica y Solar). Se puede apreciar que el efecto de los esquemas de control HFRT se traduce en una reducción de alrededor de 2 [MW] que se traducen en un aporte al CF ante sobrefrecuencias.

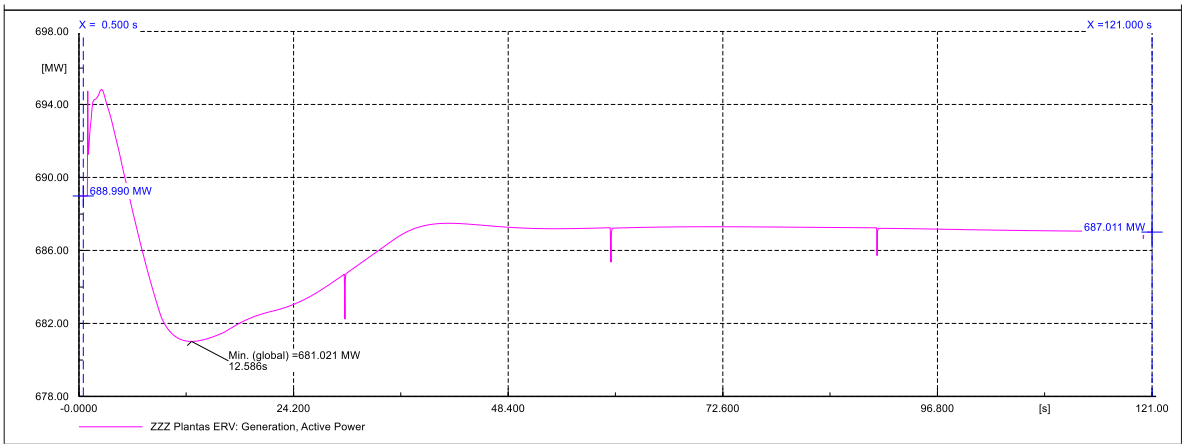

Figura 36: Generación ERV (Potencia Eléctrica) SEN ante Contingencias Consumos. Escenario DB noche.

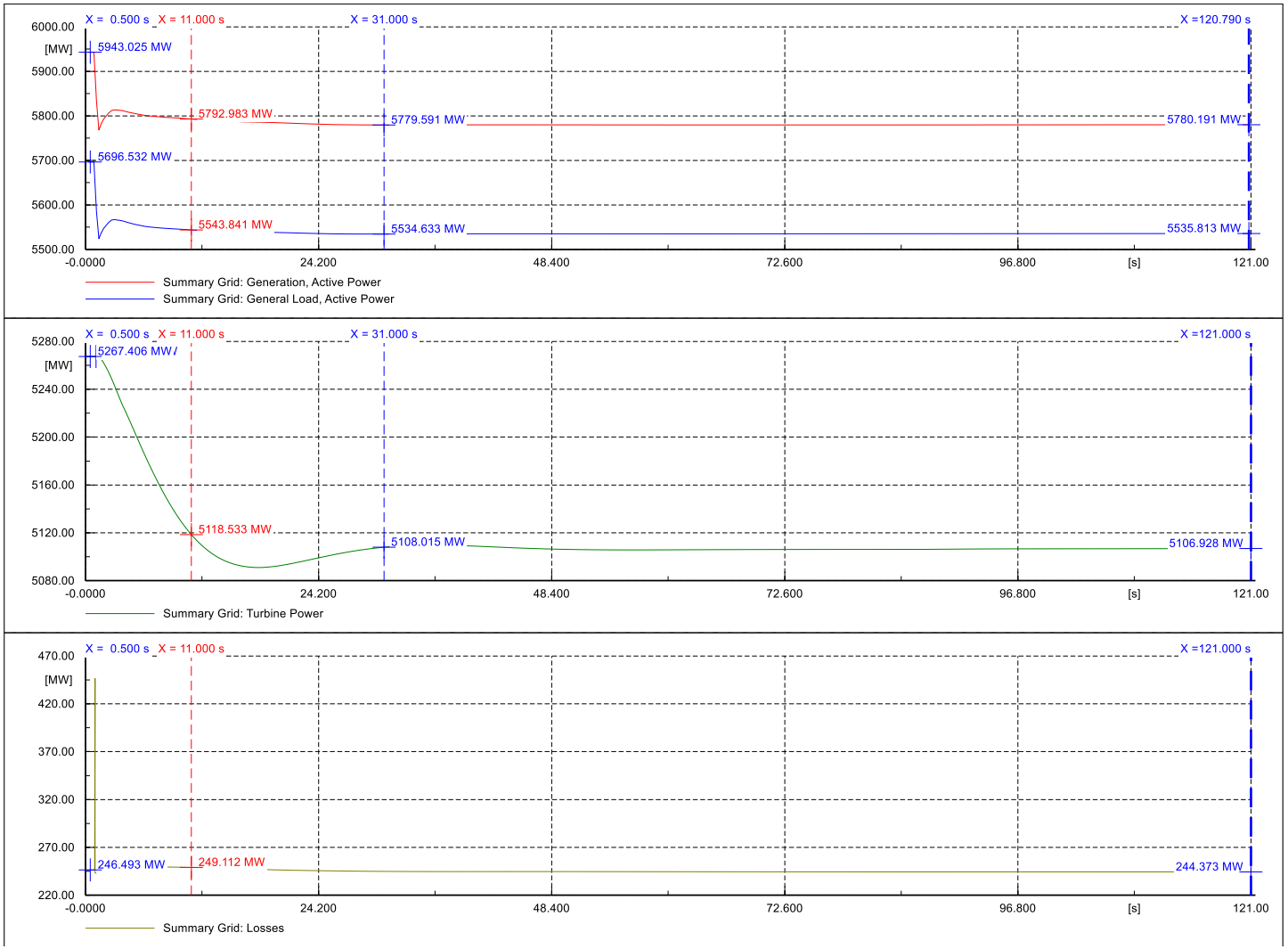

Figura 37: Balance SEN ante Contingencias Consumos. Escenario DB noche.

Los resultados de la figura anterior denominada “Balance” se presentan a continuación

Tabla 32: Balance SEN ante Contingencias Consumos. Escenario DB noche.

Balance Total SEN	Inicial [MW]	2min [MW]	Balance [MW]
Generación	5943,0	5780,2	-
Carga	5696,5	5535,8	160,7
Potencia Mecánica	5267,4	5106,9	-
Generación ERV	689,0	687,0	-2,0
Pérdidas	246,5	244,4	2,1
Aporte CPF	-	-160,5	-160,5
	0,0	0,0	-160,3

De la figura 37, denominada “Balance” resumida en tabla 32, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de -160,5 [MW].
- La diferencia de generación debido a la acción de HFRT en plantas ERV es -2 [MW].
- La reducción de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 2,1 [MW].
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de consumo, se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada, más la diferencia de generación ERV y más la reducción de pérdidas de potencia y corresponde a -160,3 [MW].

El valor efectivo en 2 minutos es -154 [MW] (cálculo valor efectivo integral a 2 minutos), si el aporte @2min es 160,5 [MW] entonces el valor efectivo en 5 minutos sería aproximadamente -157 [MW].

Por lo tanto, los requerimientos de CPF permanentes para atender contingencias de consumos corresponde a -157 [MW], determinados como el valor efectivo 0-5 minutos.

4.2 Reserva de CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta

4.2.1 Metodología

La ocurrencia de fluctuaciones instantáneas de la demanda neta se origina de manera aleatoria en todo momento del día. Particularmente, en el SEN existen consumos que presentan importantes fluctuaciones instantáneas de su carga, como, por ejemplo, las plantas de laminación.

Algunas fluctuaciones de carga tienen una cierta periodicidad de ocurrencia, como por ejemplo los consumos de plantas industriales de fabricación de acero (siderúrgicas) y plantas de la minería del cobre, en cambio otras fluctuaciones no presentan tal periodicidad, tal como la conexión y desconexión de alimentadores y/o líneas de transmisión.

Asimismo, otra de las fuentes de fluctuaciones proviene de las unidades generadoras que emplean recursos primarios variables, tal es el caso de los parques eólicos, en mayor medida, y solares. Estas fluctuaciones de la generación ERV producen efectos en la generación convencional, que actualmente es la que realiza el CPF, debiendo asignárseles un margen de reserva para atender tanto las fluctuaciones de la demanda como las de la inyección de la generación ERV.

Para efectos de considerar tanto la variabilidad de la demanda y la generación ERV, es que se considera efectuar los análisis sobre la Demanda Neta del SEN, lo que equivale a la demanda total del sistema descontando el efecto de las energías renovables con recursos primarios variables.

Estadísticamente, para poder rescatar desde los registros de datos de la demanda la componente asociada a las fluctuaciones intempestivas de la demanda, se recomienda que el período de muestreo sea menor que 10 veces la periodicidad de ocurrencia de las fluctuaciones de los consumos de las plantas industriales mencionadas de mayor frecuencia.

Cuando no existen registros de datos de los consumos, es conveniente emplear los registros de datos de la generación total del sistema, ya que el aporte de generación de las unidades tiende a responder con las fluctuaciones de los consumos.

Los análisis de las fluctuaciones instantáneas se efectúan en base a las diferencias entre los registros de demanda neta cada 10 segundos y los valores medios de 5 minutos. Estos tiempos tienen directa relación con los tiempos establecidos en la Resolución de SSCC para el CPF.

Las reservas para CPF, asociadas a las fluctuaciones instantáneas, son determinadas con el objetivo de cubrir estas máximas fluctuaciones, para lo cual se considera un intervalo de confianza del 95% (1.96 σ).

$$\left[RCPF_{FI}^{(-)}, RCPF_{FI}^{(+)}\right] = \left[FI_{Media} - 1.96 \cdot \sigma_{FI}, FI_{Media} + 1.96 \cdot \sigma_{FI}\right]$$

Donde:

$RCPF_{FI}^{(-)}$ = Reserva para CPF para fluctuaciones instantáneas, por subfrecuencia.
$RCPF_{FI}^{(+)}$ = Reserva para CPF para fluctuaciones instantáneas, por sobrefrecuencia
FI_{Media} = Valor medio de las fluctuaciones instantáneas.
σ_{FI} = Desviación estándar de las fluctuaciones instantáneas.

4.2.2 Resultados

Para los análisis se emplearon registros de la operación real del SEN, con resolución de 10 segundos, en el periodo de marzo de 2019 hasta febrero de 2020.

La siguiente gráfica muestra la densidad de probabilidad de los desvíos de la demanda neta del SEN y las desviaciones horarias de dichas fluctuaciones.

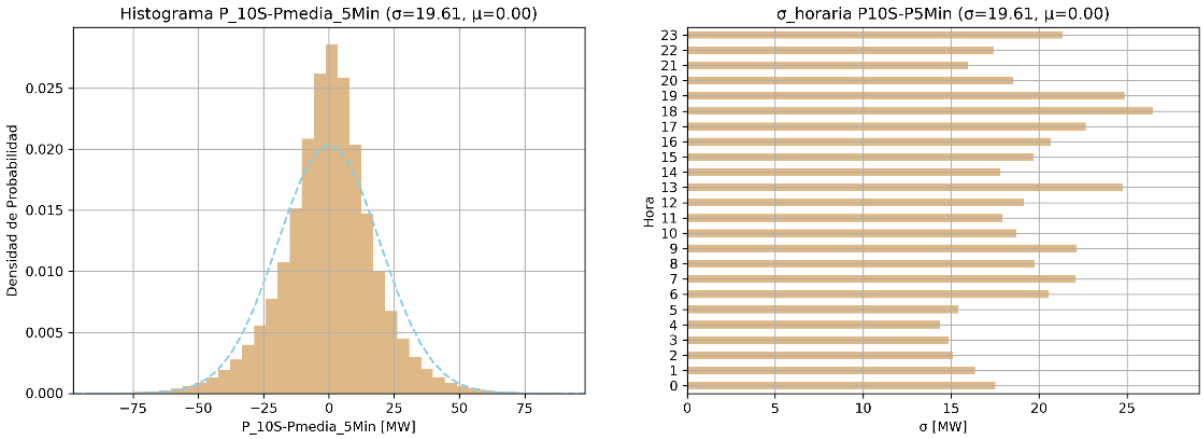

Figura 38 Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de las fluctuaciones instantáneas

De los resultados obtenidos se tiene que el valor medio de las fluctuaciones es nulo y su desviación estándar es 19.61 MW. En consecuencia, la reserva para el CPF para esta fuente de variabilidad es de ± 39 MW aproximadamente. La tabla 33 muestra el resumen de estos resultados.

Tabla 33 Reservas para fluctuaciones instantáneas

Tipo Reserva	Registros	Ventana Móvil	σ [MW]	Reserva [MW]
CPF (fluctuaciones instantáneas)	10 s	5 min.	19,6	±39,0

4.3 Asignación de las Reservas para el CPF

La acción del CPF conlleva un error permanente de la frecuencia. Lo anterior es una consecuencia natural del CPF distribuido, porque requiere que las unidades consideren un estatismo (lazo de control) de régimen permanente distinto de cero sin control integral. El control proporcional sin una acción integral conlleva un error de régimen permanente. Si dos o más unidades tienen una misma consigna considerando en sus reguladores de velocidad control proporcional más integral, estas van a competir entre sí para determinar la frecuencia del sistema, lo cual conllevará problemas de estabilidad de frecuencia. El restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal es efectuado por el CSF.

Para fines prácticos, si se requiere que la reserva primaria efectiva resultante del flujo de potencia coincida parcialmente con la respuesta de la simulación dinámica, resulta de suma importancia que las unidades cuenten con su modelo homologado en base a ensayos de campo. Por lo tanto, se puede recomendar considerar los valores DIgSILENT PF como estatismos referenciales para análisis de contingencias en flujo estático en base a control primario, considerando límites de potencia activa.

Por otro lado, es importante considerar el aporte de los equipos de compensación de potencia activa BESS, dado que estos equipos una vez que detectan que la frecuencia sale de +/-300 [mHz] respecto la nominal (banda muerta), entregan toda su capacidad disponible. Lo anterior se puede modelar para ejecutar flujo de potencia según control primario, ya sea considerando que están entregando su aporte de manera plena en situación postcontingencia de una unidad de gran tamaño o ingresando un BIAS lo suficiente alto para que entreguen todo su aporte considerando el desbalance. Sin embargo, no debe ser un monto excesivo que comprometa la convergencia del flujo de potencia, según la experiencia de El Coordinador bastaría considerar un BIAS de alrededor de 100 [MW/Hz].

4.3.1 Cuantificación de Reservas para CPF

La cuantificación de la reserva de CPF para atender fluctuaciones instantáneas de la demanda neta, resulta teóricamente de considerar el error permanente de frecuencia máximo admisible para operación normal (0.2 [Hz]), mientras que la reserva de CPF para atender contingencias se obtiene considerando el error permanente máximo admisible para contingencia simple (0,7 [Hz]). Si bien, dependiendo principalmente de las condiciones de reserva y demanda del sistema, el error permanente de frecuencia será distinto para cada situación, es una buena aproximación para cuantificar el aporte efectuado por cada unidad, si se considera el error máximo admisible para operación normal y para contingencias.

Sin embargo, debe tomarse en cuenta que todas las unidades con sus controladores de carga/velocidad habilitados debiesen aportar a las fluctuaciones de frecuencia sobre los +/-25 [mHz] independiente de cuál sea el origen de esta. Esto se debe a que esta es la banda muerta o “umbral de actuación” mínima establecida para en la NT SyCS para controladores carga/velocidad en el Artículo 3-17. Por tanto, en presencia de unidades aportando reserva para CPF de fluctuaciones aleatorias de la demanda, en caso de una contingencia, van a contribuir con reserva en el régimen permanente. Asimismo, las unidades participantes en CPF ante contingencias también van a aportar ante fluctuaciones de demanda neta. Por lo tanto, es más practico considerar el mismo aporte efectivo para cada unidad y aumentar los requerimientos a nivel sistémico que determinar aportes para +/- 0,2 [Hz] y +/- 0,7 [Hz] por separado.

Si bien el aporte permanente de las unidades participantes en el CPF se determina teóricamente en base al estatismo de régimen permanente por la desviación de frecuencia, existen limitaciones reales que se encuentran modeladas en la BD DIgSILENT. Estas tienen que ver con el comportamiento de la planta, con limitaciones que tienen como objeto que la planta sea estable ante cambios en la consigna, entre otras cosas. Por lo tanto, lo mejor para determinar el aporte efectivo que realizan las unidades es llevar a cabo ensayos en un banco de pruebas, el cual se implementa para representar perturbaciones que den origen a las desviaciones de frecuencia asociadas a cada tipo de requerimiento, ya sea para fluctuaciones de demanda o contingencias. Adicionalmente, cobra importancia la determinación del aporte inicial de las unidades participantes

en el CPF para efectos de limitar la excursión máxima de frecuencia, evitando el desprendimiento de carga por acción del EDAC.

Tal como se señala anteriormente, se deben determinar los aportes permanentes para fluctuaciones instantáneas de la demanda que admiten un banda de frecuencia de +/- 0,2 [Hz] y para contingencias, las cuales admiten una banda de 0,7 [Hz]. Sin embargo, no se encuentran nuevas unidades habilitadas para participar en el CPF debido a que, al inicio de este estudio, no fueron incorporados nuevos modelos homologados de controladores de carga/velocidad. Por lo tanto, para el caso de +/- 0,2 [Hz] los resultados son análogos a los reportados en el Informe SSCC 2019 y no se contempla determinarlos nuevamente. Sin embargo, para el caso de +/- 0,7 [Hz] se incluyen modificaciones en el evento asociado a la variación de frecuencia, razón por la cual fueron nuevamente determinados los aportes individuales para el CPF inicial y permanente, y cuyo detalle se explica más adelante.

4.3.1.1 Análisis del Comportamiento de Unidades Participantes en CPF (Banco de pruebas)

Se implementó un banco de pruebas, en formato DIgSILENT Power Factory, con los modelos dinámicos homologados de las unidades generadoras participantes en el Control de Frecuencia con el objetivo de determinar los aportes efectivos al control de frecuencia en distintos puntos de operación y ventanas de tiempo.

Es de especial interés determinar el aporte al control de frecuencia que realizan las unidades generadoras que participan en el CPF en el rango de los primeros 8 a 15 segundos posteriores de ocurrida una contingencia que derive en excursiones importantes de la frecuencia. Este rango de tiempo queda determinado por ser en el cual se produce la máxima excursión de la frecuencia debido a la mayor contingencia simple de generación del sistema, equivalente a una pérdida de potencia de 400 [MW] aproximadamente. Lo anterior, contemplando condiciones de baja inercia del SEN (baja demanda acompañada de alta generación ERV).

La determinación del aporte efectivo individual que disponen las unidades que participan del CPF surge de la necesidad de proporcionar un criterio metodológico que permita apoyar a la programación de la operación del sistema en la distribución de los aportes de acuerdo con los requerimientos de potencia a los 10 segundos y en régimen permanente.

Consecuentemente, se procedió a determinar los aportes efectivos individuales de potencia de las unidades generadoras a los 10 segundos y 5 minutos, con el objetivo de dimensionar sus aportes tanto para frenar la excursión máxima de frecuencia como para el establecimiento de la frecuencia en el régimen permanente.

Como ejemplo se muestra en la figura 38 el comportamiento de las unidades Quintero TG1A y Pangue U1, donde se evidencia el dispar comportamiento de sus aportes al CF. En ese sentido, se observa que la unidad de Quintero tiene una potencia inicial alta de 0,95 [p.u] (medido en potencia mecánica), tras lo cual desciende hasta establecerse en 0,91 [p.u.] La unidad de Pangue, por el

contrario, presenta una potencia mecánica a los 10 segundos en torno a 0,88 [p.u.] y continua su ascenso hasta llegar a 1,0 [p.u.] al final de la simulación.

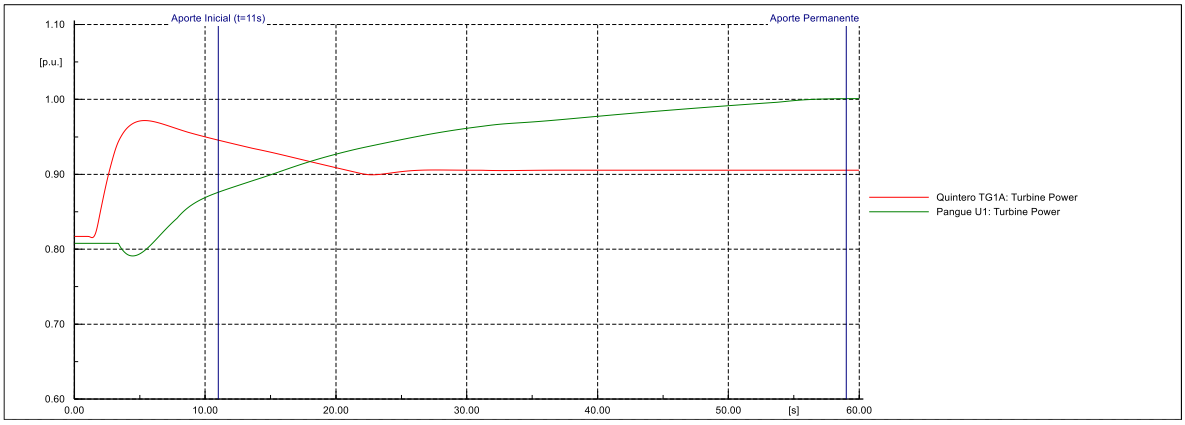

Figura 39 Respuesta dinámica (potencia turbina o mecánica) de los modelos de las unidades Quintero TG1 y Pangue U1, frente a una variación de frecuencia

4.3.1.1.1 Determinación de las potencias máximas dinámicas

En primer lugar, se procedió a determinar las potencias máximas que admiten los modelos dinámicos de turbina y controlador de carga/velocidad de las unidades generadoras, con el objeto de cuantificar la reserva en giro disponible para distintos niveles de despacho. Para ello se siguió un proceso iterativo consistente en realizar simulaciones dinámicas sin eventos para verificar si el punto de operación inicial ajustado es estable durante 120 segundos de simulación. Si la potencia eléctrica de una unidad se reduce durante dicho intervalo de tiempo, la potencia mínima alcanzada se adopta como nuevo ajuste del punto de operación inicial. Como punto de partida de este proceso iterativo se ajustaron puntos de operación levemente superiores a la mayor de las potencias máximas dinámicas determinadas en el ECFyDR 2019 y en el Estudio de SSCC 2019. Las potencias máximas obtenidas de este análisis se incluyen en las tablas que se presentan en el Punto 4.3.1.2.

4.3.1.1.2 Determinación del aporte de régimen permanente (5 minutos) ante contingencias (+/- 0,7 [Hz]

Se contempla determinar el aporte promedio de las unidades durante los primeros 5 minutos postcontingencia, que corresponde al tiempo de acción del CPF de acuerdo con el Informe de Definición de SSCC. Cabe señalar que existen varias unidades térmicas que, dependiendo del punto de operación inicial, a los 30 segundos postcontingencia aún no alcanzan su nivel de estabilización. Esto no es consistente con las exigencias normativas respecto de los tiempos máximos de establecimiento de las unidades de generación conectadas al SEN, que en el caso de unidades térmicas corresponde a 30 segundos y en el caso de unidades hidráulicas a 120 segundos.

Para determinar la capacidad de aporte de las unidades generadoras a los 5 minutos, se consideraron los puntos de operación para los cuales se determinaron los aportes que se utilizan

actualmente en la programación de la operación, esto es, 90% para unidades termoeléctricas y 80% para unidades hidroeléctricas, ambos referidos a la potencia máxima dinámica determinada como se describió en el punto anterior.

Por otra parte, se simula un evento asociado a la variación de la frecuencia del sistema con la forma típica de respuesta ante una contingencia de generación, pero con una tasa de cambio inicial de 0.6 [Hz/s] hasta los 49 [Hz], que corresponden a los ajustes del primer escalón de gradiente de frecuencia del EDAC del SEN, y una frecuencia mínima de 48.91 [Hz], valor que está en el límite de activación del primer escalón de frecuencia absoluta del EDAC. Por lo tanto, esta señal representa la caída de frecuencia más exigente que podría ocurrir sin producir la activación de dicho esquema. Además, a partir de los resultados de las simulaciones de las contingencias de generación más exigentes, se consideró que la frecuencia mínima se alcanza en el intervalo 10 ± 2.5 s y que se alcanza el valor de establecimiento de 49,3 [Hz] a los 30 segundos postcontingencia. Este evento se muestra en la Figura 40.

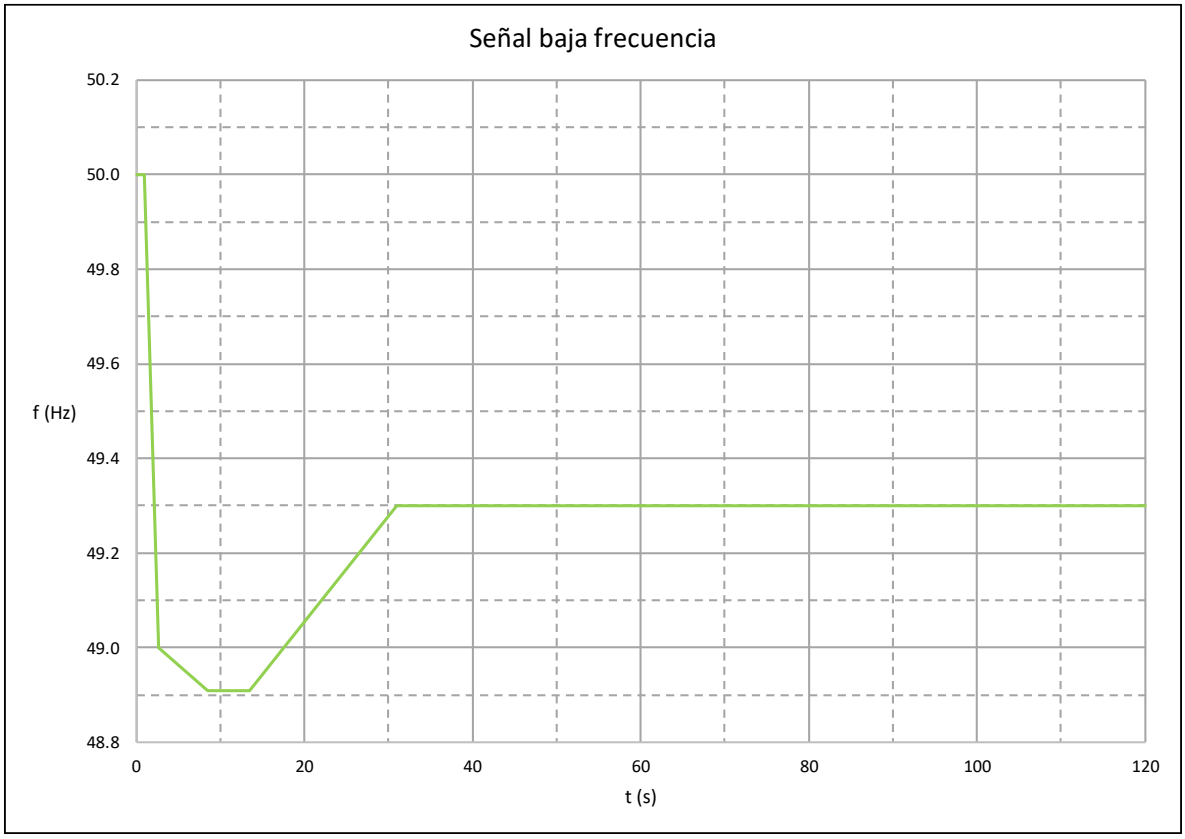

Figura 40 Evento simulado para obtener aporte en régimen permanente (5 minutos) para baja frecuencia

De la misma manera son determinados los aportes de régimen permanente para el caso de sobrefrecuencias, en este caso simulando un evento con la misma tasa de cambio, pero llegando

directamente al valor de establecimiento de 50,7 [Hz]. Esto se basa en que los resultados de las simulaciones de las contingencias de consumo más exigentes presentan una frecuencia máxima del orden de 50.5 [Hz] y una frecuencia de establecimiento del orden de 50.3 [Hz]. Este evento se muestra en la Figura 41.

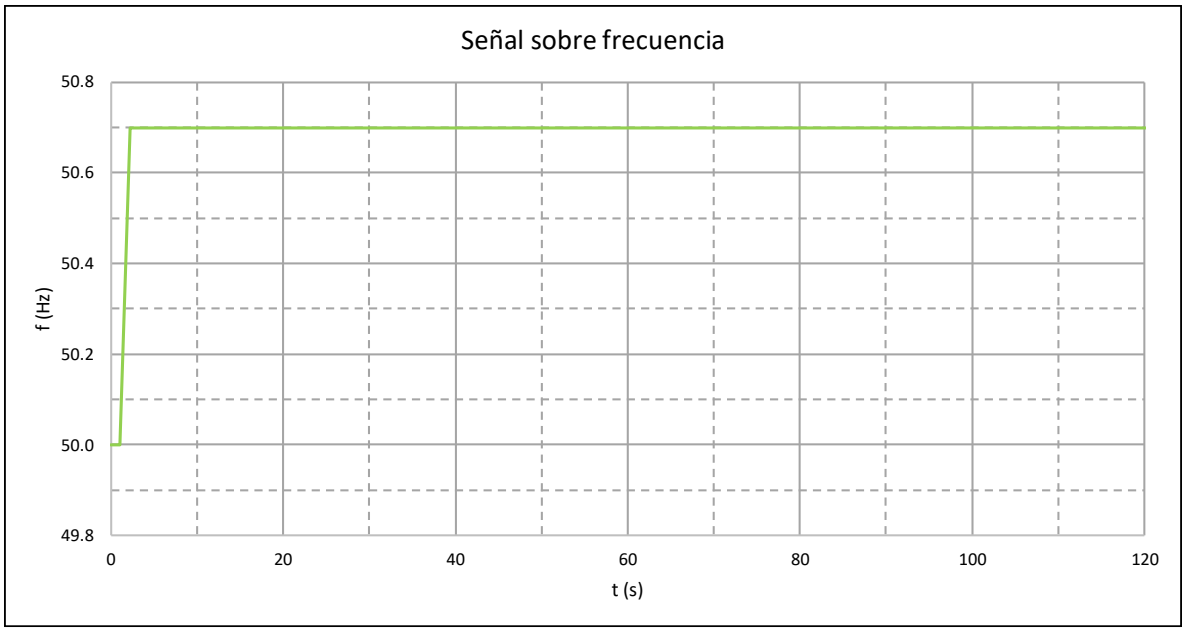

Figura 41 Evento simulado para obtener aporte en régimen permanente (5 minutos) para sobrefrecuencia

El detalle de las simulaciones se adjunta en el Anexo 6.3, tanto para el caso del aporte para contingencias de generación como de consumo.

4.3.1.1.3 Determinación aporte al CPF inicial

Con respecto al aporte al CPF inicial, se procedió a calcular para las distintas unidades generadoras que participan del CPF la potencia mecánica que proporciona cada una de estas en distintos puntos de operación, esto es, con un despacho respecto a su potencia máxima entre el 50% y 90% para unidades térmicas y entre el 40% y 80% para unidades hidráulicas.

Para determinar el aporte al CPF inicial y con el objetivo de observar las diferencias en la respuesta inicial de las diferentes unidades generadoras producto de la dinámica particular otorgada por los modelos de planta, se realizó el cálculo del Aporte Inicial Instantáneo y el cálculo del Aporte Inicial Efectivo de cada una de ellas, los que corresponden según la siguiente definición:

- Aporte al CPF inicial a los 10 segundos (@10s): corresponde al valor instantáneo de la variación de potencia con respecto a su punto de operación, entregado por la unidad generadora a los diez (10) segundos posteriores al inicio del evento de simulación asociado a la variación de frecuencia.

- Aporte al CPF inicial como Valor Efectivo 0-10 segundos (Valor Efectivo 0-10s): corresponde al valor medio efectivo de la variación de potencia con respecto a su punto de operación, entregado por la unidad generadora evaluado en un intervalo de tiempo de diez (10) segundos posteriores al evento de simulación asociado a la variación de frecuencia.

El aporte inicial para cada unidad generadora es obtenido mediante el cálculo del valor medio en la zona de operación donde este aporte no se ve afectado por la reserva en giro de la unidad. Esto, teniendo en cuenta que para el proceso de programación de la operación del SEN la reserva asignada a cada unidad debe ser obtenida del menor valor entre su capacidad de aporte y su reserva en giro.

A modo de ejemplo del procedimiento de determinación del aporte a los 10 segundos, la figura 41 muestra los aportes, en potencia eléctrica, de las unidades de El Toro para diferentes puntos de operación.

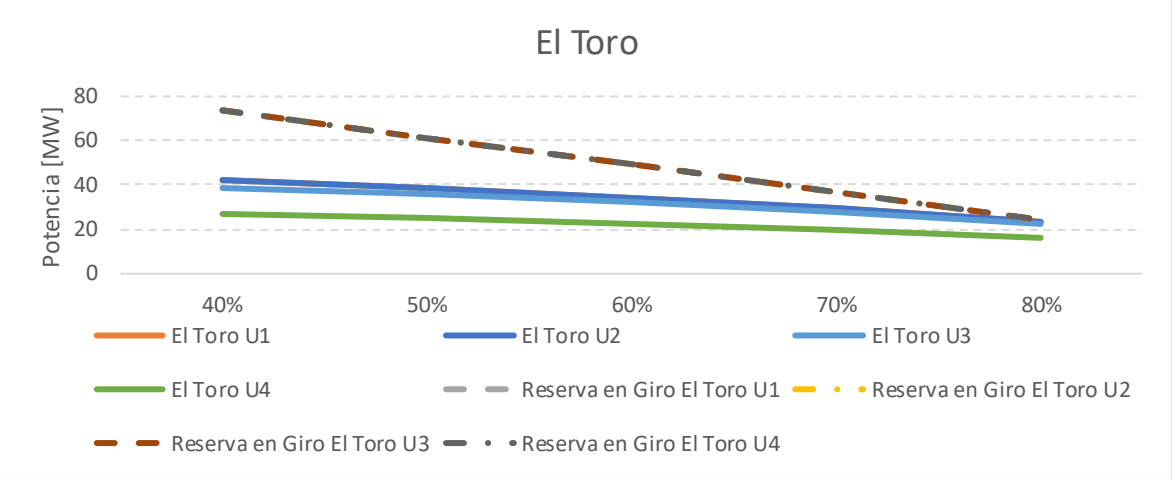

Figura 42: Aporte Instantáneo a los 10 segundos de las unidades de la Central El Toro, para diferentes puntos de operación

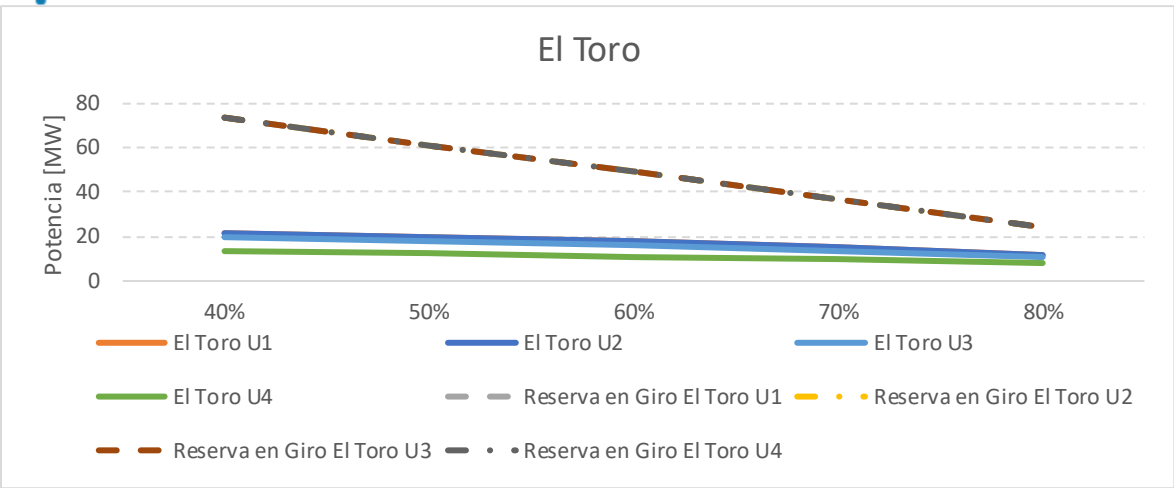

Figura 43: Aporte Efectivo a los 10 segundos de las unidades de la Central El Toro, para diferentes puntos de operación

De la Figura 42 y Figura 43, se puede observar que el aporte de las diferentes unidades de la Central El Toro en los puntos de operación en torno al 40% y el 80% de sus capacidades máximas, establecen su capacidad inicial de aporte para el Control Primario de Frecuencia, mientras que para puntos de operación por sobre el 80% de sus capacidades máximas, su aporte se comienza a ver limitado por la reserva en giro disponible en las diferentes unidades (líneas punteadas). Por lo tanto, considerando lo anterior, el aporte para el CPF inicial de la Central El Toro resulta según el siguiente detalle:

- Aporte Inicial Instantáneo Central El Toro
  - U1: 33,6 [MW].
  - U2: 33,6 [MW].
  - U3: 31,2 [MW].
  - U4: 21,7 [MW].
- Aporte Inicial Efectivo Central El Toro
  - U1: 17,0 [MW].
  - U2: 17,0 [MW].
  - U3: 15,7 [MW].
  - U4: 10,6 [MW].

4.3.1.2 Resumen de Resultados

A continuación se muestran las capacidades de aporte de las unidades participantes del CPF. En la Tabla 34 se detallan los aportes iniciales para contingencias de generación y en la Tabla 35 se detallan los aportes de régimen permanente para contingencias de generación y consumo.

Con respecto a los aportes de régimen permanente de bajada, se destacan dos casos particulares:

- Nehuenco U1 TG: el aporte de bajada se calculó dejando fuera de servicio el modelo de protección, ya que este tiene un ajuste de sobrefrecuencia de 50.5 Hz con retardo de 10 s, lo cual no cumple las exigencias establecidas en el Artículo 3-10 de la NT, en particular la exigencia de permanecer operando durante 90 min en el rango 51.0-51.5 Hz, y no permite calcular un aporte efectivo de régimen permanente.
- Blanco (Aconcagua U1): el aporte de bajada calculado se muestra en rojo, ya que la respuesta de la potencia mecánica de esta unidad ante la señal de sobrefrecuencia simulada es oscilatoria, variando entre 0.3 y 0.9 p.u. aproximadamente, como se puede apreciar en el gráfico correspondiente incluido en el Anexo 6.3.

Tabla 34: Unidades participantes CPF: aportes iniciales a los 10 segundos (@10s) y como valor efectivos 0-10s para contingencias de generación.

				Aporte RCRF Inicial	
Unidad	**Tipo**	**Pnon [MW]**	**Pmáx [MW]**	**@10s [MW]**	**Valor Efectivo 0-10s [MW]**
ANG1	Carbón	280,5	275,0	38,0	27,8
ANG2	Carbón	280,5	275,0	39,7	29,0
Alfalfal U1	Hidro pasada	80,8	80,8	8,1	4,2
Alfalfal U2	Hidro pasada	80,8	85,8	11,7	6,2
Angostura U1	Hidro embalse	135,5	141,5	4,6	0,6
Angostura U2	Hidro embalse	135,5	141,5	5,2	0,7
Angostura U3	Hidro embalse	45,2	48,6	3,9	1,3
Antilhue U1	Diesel	50,8	50,7	8,1	4,2
Antilhue U2	Diesel	50,8	50,7	8,1	4,2
Antuco U1	Hidro embalse	152,0	157,1	45,2	23,9
Antuco U2	Hidro embalse	152,0	152,0	47,4	25,5
Blanco (Aconcagua U1)	Hidro pasada	50,4	62,2	7,6	2,6
CCH1	Carbón	280,5	274,0	44,0	29,1
CCH2	Carbón	280,5	274,0	45,6	29,9
CTA	Carbón	165,0	168,8	0,5	0,2
CTH	Carbón	165,0	177,0	0,5	0,2
CTM1	Carbón	150,0	159,5	-0,3	-1,1
CTM2	Carbón	167,7	173,8	5,2	1,2
CTM3-TG	Gas	157,3	157,3	42,3	30,7
CTM3-TV	Gas	94,4	83,4	7,5	0,0
Campiche	Carbón	280,5	292,5	76,7	68,9
Candelaria U1	Gas	160,0	122,0	27,8	23,0
Candelaria U2	Gas	160,0	122,0	27,8	23,0
Canutillar U1	Hidro embalse	66,5	86,4	15,7	7,0
Canutillar U2	Hidro embalse	66,5	86,4	15,7	7,0
Cipreses U1	Hidro embalse	29,5	34,0	3,6	2,4
Cipreses U2	Hidro embalse	29,5	34,0	1,7	1,1
Cipreses U3	Hidro embalse	29,5	34,0	2,6	2,1
Colbún U1	Hidro embalse	209,0	197,6	11,7	6,8
Colbún U2	Hidro embalse	209,0	224,5	13,4	7,7
Curillinque	Hidro pasada	85,5	86,0	10,5	6,8
El Paso U1	Hidro pasada	20,1	21,9	4,1	2,6
El Paso U2	Hidro pasada	20,1	21,9	4,3	2,7
El Paso U3	Hidro pasada	20,1	21,9	4,3	2,7
El Toro U1	Hidro embalse	100,0	122,6	33,6	17,0
El Toro U2	Hidro embalse	100,0	122,6	33,6	17,0
El Toro U3	Hidro embalse	100,0	122,6	31,2	15,7
El Toro U4	Hidro embalse	100,0	122,6	21,7	10,6

Unidad	Tipo	Pnon [MW]	Pmáx [MW]	Aporte RCRF Inicial @10s [MW]	Aporte RCRF Inicial Valor Efectivo 0-10s [MW]
Guacolda U1	Carbón	150,0	150,0	38,9	24,8
Guacolda U2	Carbón	150,0	150,0	33,9	21,3
Guacolda U3	Carbón	152,0	152,0	10,7	9,0
Guacolda U4	Carbón	152,0	152,0	10,7	9,0
Guacolda U5	Carbón	154,0	154,0	22,8	13,9
IEM	Carbón	375,7	386,0	15,2	9,2
Kelar TG1	Gas	191,3	178,3	33,1	16,1
Kelar TG2	Gas	191,3	178,3	33,1	16,1
Los Vientos	Diesel	120,1	132,6	40,2	32,5
Machicura U1	Hidro embalse	47,5	47,2	4,1	1,3
Machicura U2	Hidro embalse	53,2	50,3	3,1	0,5
NTO1	Carbón	133,0	138,2	8,6	4,6
NTO2	Carbón	133,0	134,4	16,8	11,2
Nehuenco U1 TG	Gas	232,1	230,9	0,2	-3,9
Nehuenco U2 TG	Gas	255,0	240,8	12,8	6,6
Nehuenco U3	Diesel	100,5	96,0	26,3	19,1
Nueva Renca TG	Gas	258,5	204,2	10,7	8,6
Nueva Ventanas	Carbón	280,5	294,3	77,3	69,0
Pangue U1	Hidro embalse	228,0	230,2	15,3	4,5
Pangue U2	Hidro embalse	228,0	240,7	15,5	4,3
Pehuenche U1	Hidro embalse	275,5	275,0	31,5	17,2
Pehuenche U2	Hidro embalse	275,5	276,1	25,1	14,0
Pilmaiquén U4	Hidro pasada	10,8	13,7	3,9	2,5
Quintero TG1A	Gas	144,9	131,6	39,9	27,2
Quintero TG1B	Gas	144,9	127,1	39,0	27,3
Ralco U1	Hidro embalse	381,9	381,9	50,9	23,4
Ralco U2	Hidro embalse	381,9	381,9	50,3	22,7
Rapel U1	Hidro embalse	72,2	91,0	22,8	10,8
Rapel U2	Hidro embalse	72,2	91,0	22,8	10,8
Rapel U3	Hidro embalse	72,2	91,0	22,8	10,8
Rapel U4	Hidro embalse	72,2	91,0	22,8	10,8
Rapel U5	Hidro embalse	72,2	91,0	22,8	10,9
Rucúe U1	Hidro pasada	83,7	85,1	21,8	9,0
Rucúe U2	Hidro pasada	83,7	85,1	21,6	8,8
San Andrés U1	Hidro pasada	20,2	21,5	3,3	2,2
San Andrés U2	Hidro pasada	20,2	21,7	3,4	2,2
San Ignacio	Hidro pasada	33,3	42,3	2,1	1,0
San Isidro U1 TG	Gas	241,1	317,1	5,3	3,7
San Isidro U2 TG	Gas	259,3	259,2	70,8	61,1
TG1	Gas	23,7	23,7	5,3	4,3
TG1A	Gas	132,0	132,0	36,3	31,7
TG1B	Gas	132,0	132,0	36,3	31,7
TG2	Gas	23,7	23,7	5,3	4,3
TG2A	Gas	132,0	132,0	36,3	31,7
TG2B	Gas	132,0	132,0	36,3	31,7
TG3	Gas	38,3	34,4	6,7	6,0
TGTAR	Gas	22,4	22,4	5,2	4,3
TV1C	Gas	132,0	144,0	6,1	0,1
TV2C	Gas	132,0	144,0	6,1	0,1
Taltal U1	Gas	132,0	121,8	8,3	6,4
Taltal U2	Gas	140,3	119,3	5,8	4,7
U14	Carbón	125,0	135,7	17,9	11,7
U15	Carbón	125,0	130,2	12,0	7,5
U16	Gas	400,0	421,6	30,2	13,2
Ventanas U1	Carbón	115,0	120,0	15,5	10,9

Unidad	Tipo	Pnon [MW]	Pmáx [MW]	Aporte RCRF Inicial @10s [MW]	Aporte RCRF Inicial Valor Efectivo 0-10s [MW]
Ventanas U2	Carbón	222,5	234,6	57,0	30,8

Tabla 35: Unidades participantes CPF: aportes efectivos de régimen permanente para contingencias de generación y consumo.

Unidad	Tipo	Pnom MW	Pmax dinámico MW	Punto de operación		Aportes Valor Efectivo 0-5 min			
						Subida		Bajada	
				MW	% Pmax din	MW	% Pmax din	MW	% Pmax din
ANG1	Carbón	280,5	275,0	247,5	90%	16,2	5,9%	-4,9	-1,8%
ANG2	Carbón	280,5	275,0	247,5	90%	16,8	6,1%	-4,9	-1,8%
Alfalfal U1	Hidro pasada	80,8	80,8	64,6	80%	7,4	9,1%	-13,1	-16,3%
Alfalfal U2	Hidro pasada	80,8	85,8	68,6	80%	6,8	7,9%	-6,0	-7,0%
Angostura U1	Hidro embalse	135,5	141,5	113,2	80%	27,3	19,3%	-45,2	-32,0%
Angostura U2	Hidro embalse	135,5	141,5	113,2	80%	27,4	19,3%	-45,2	-32,0%
Angostura U3	Hidro embalse	45,2	48,6	38,9	80%	9,5	19,5%	-12,5	-25,7%
Antilhue U1	Diesel	50,8	50,7	45,6	90%	3,6	7,0%	-11,7	-23,1%
Antilhue U2	Diesel	50,8	50,7	45,6	90%	3,6	7,1%	-11,7	-23,1%
Antuco U1	Hidro embalse	152,0	157,1	125,7	80%	33,5	21,3%	-88,1	-56,1%
Antuco U2	Hidro embalse	152,0	152,0	121,6	80%	32,6	21,4%	-100,3	-66,0%
Blanco (Aconcagua U1)	Hidro pasada	50,4	62,2	49,8	80%	11,9	19,2%	-20,6	-33,2%
CCH1	Carbón	280,5	274,0	246,6	90%	26,7	9,8%	-63,1	-23,0%
CCH2	Carbón	280,5	274,0	246,6	90%	26,7	9,7%	-45,2	-16,5%
CTA	Carbón	165,0	168,8	151,9	90%	8,2	4,9%	-6,2	-3,7%
CTH	Carbón	165,0	177,0	159,3	90%	8,2	4,6%	-6,2	-3,5%
CTM1	Carbón	150,0	159,5	143,6	90%	4,4	2,8%	-4,4	-2,8%
CTM2	Carbón	167,7	173,8	156,4	90%	9,0	5,2%	-9,0	-5,2%
CTM3-TG	Gas	157,3	157,3	141,6	90%	16,9	10,8%	-24,4	-15,5%
CTM3-TV	Gas	94,4	83,4	75,1	90%	2,2	2,6%	-3,3	-3,9%
Campiche	Carbón	280,5	292,5	263,3	90%	12,6	4,3%	-12,6	-4,3%
Candelaria U1	Gas	160,0	122,0	109,8	90%	8,6	7,1%	-38,0	-31,2%
Candelaria U2	Gas	160,0	122,0	109,8	90%	8,6	7,1%	-38,0	-31,2%
Canutillar U1	Hidro embalse	66,5	86,4	69,1	80%	17,5	20,3%	-19,2	-22,2%
Canutillar U2	Hidro embalse	66,5	86,4	69,1	80%	17,5	20,3%	-19,2	-22,2%
Cipreses U1	Hidro embalse	29,5	34,0	27,2	80%	1,6	4,8%	-1,9	-5,6%
Cipreses U2	Hidro embalse	29,5	34,0	27,2	80%	0,7	2,1%	-0,7	-2,0%
Cipreses U3	Hidro embalse	29,5	34,0	27,2	80%	1,5	4,4%	-1,4	-4,2%
Colbún U1	Hidro embalse	209,0	197,6	158,1	80%	33,0	16,7%	-36,8	-18,6%
Colbún U2	Hidro embalse	209,0	224,5	179,6	80%	37,5	16,7%	-41,9	-18,7%
Curillinque	Hidro pasada	85,5	86,0	68,8	80%	12,4	14,4%	-11,9	-13,8%
El Paso U1	Hidro pasada	20,1	21,9	17,5	80%	3,9	17,6%	-7,8	-35,4%
El Paso U2	Hidro pasada	20,1	21,9	17,5	80%	4,1	18,6%	-8,2	-37,6%
El Paso U3	Hidro pasada	20,1	21,9	17,5	80%	4,1	18,6%	-8,2	-37,6%
El Toro U1	Hidro embalse	100,0	122,6	98,1	80%	24,1	19,7%	-53,5	-43,6%
El Toro U2	Hidro embalse	100,0	122,6	98,1	80%	24,1	19,7%	-53,5	-43,6%
El Toro U3	Hidro embalse	100,0	122,6	98,1	80%	24,1	19,6%	-53,1	-43,3%
El Toro U4	Hidro embalse	100,0	122,6	98,1	80%	23,8	19,4%	-50,9	-41,5%
Guacolda U1	Carbón	150,0	150,0	135,0	90%	14,8	9,9%	-44,3	-29,5%

Unidad	Tipo	Pnom MW	Pmax dinámico MW	Punto de operación		Aportes Valor Efectivo 0-5 min			
						Subida		Bajada	
				MW	% Pmax din	MW	% Pmax din	MW	% Pmax din
Guacolda U2	Carbón	150,0	150,0	135,0	90%	14,8	9,8%	-33,2	-22,1%
Guacolda U3	Carbón	152,0	152,0	136,8	90%	13,6	9,0%	-28,8	-19,0%
Guacolda U4	Carbón	152,0	152,0	136,8	90%	13,6	9,0%	-28,8	-19,0%
Guacolda U5	Carbón	154,0	154,0	138,6	90%	7,6	4,9%	-10,9	-7,1%
IEM	Carbón	375,7	386,0	347,4	90%	15,0	3,9%	-16,5	-4,3%
Kelar TG1	Gas	191,3	178,3	160,5	90%	16,7	9,3%	-46,1	-25,9%
Kelar TG2	Gas	191,3	178,3	160,5	90%	16,7	9,3%	-46,1	-25,9%
Los Vientos	Diesel	120,1	132,6	119,3	90%	12,6	9,5%	-39,8	-30,0%
Machicura U1	Hidro embalse	47,5	47,2	37,8	80%	7,9	16,8%	-7,6	-16,2%
Machicura U2	Hidro embalse	53,2	50,3	40,2	80%	7,9	15,6%	-7,4	-14,8%
NTO1	Carbón	133,0	138,2	124,4	90%	10,9	7,9%	-10,5	-7,6%
NTO2	Carbón	133,0	134,4	121,0	90%	13,0	9,6%	-21,0	-15,6%
Nehuenco U1 TG	Gas	232,1	230,9	207,8	90%	4,0	1,7%	-4,3	-1,9%
Nehuenco U2 TG	Gas	255,0	240,8	216,7	90%	8,9	3,7%	-14,2	-5,9%
Nehuenco U3	Diesel	100,5	96,0	86,4	90%	4,7	4,9%	-9,5	-9,9%
Nueva Renca TG	Gas	258,5	204,2	183,8	90%	9,1	4,5%	-41,8	-20,5%
Nueva Ventanas	Carbón	280,5	294,3	264,9	90%	12,6	4,3%	-12,6	-4,3%
Pangue U1	Hidro embalse	228,0	230,2	184,2	80%	41,2	17,9%	-47,5	-20,6%
Pangue U2	Hidro embalse	228,0	240,7	192,6	80%	43,7	18,1%	-48,9	-20,3%
Pehuenche U1	Hidro embalse	275,5	275,0	220,0	80%	48,1	17,5%	-58,0	-21,1%
Pehuenche U2	Hidro embalse	275,5	276,1	220,9	80%	39,3	14,2%	-57,0	-20,7%
Pilmaiquén U4	Hidro pasada	10,8	13,7	11,0	80%	2,6	19,3%	-6,9	-50,6%
Quintero TG1A	Gas	144,9	131,6	118,4	90%	13,1	9,9%	-41,7	-31,7%
Quintero TG1B	Gas	144,9	127,1	114,4	90%	12,6	9,9%	-41,8	-32,9%
Ralco U1	Hidro embalse	381,9	381,9	305,5	80%	75,0	19,6%	-12,6	-3,3%
Ralco U2	Hidro embalse	381,9	381,9	305,5	80%	75,0	19,6%	-11,8	-3,1%
Rapel U1	Hidro embalse	72,2	91,0	72,8	80%	17,9	19,6%	-38,3	-42,1%
Rapel U2	Hidro embalse	72,2	91,0	72,8	80%	17,9	19,6%	-38,3	-42,1%
Rapel U3	Hidro embalse	72,2	91,0	72,8	80%	17,9	19,6%	-38,3	-42,1%
Rapel U4	Hidro embalse	72,2	91,0	72,8	80%	17,9	19,6%	-38,3	-42,1%
Rapel U5	Hidro embalse	72,2	91,0	72,8	80%	17,9	19,6%	-38,3	-42,1%
Rucue U1	Hidro pasada	83,7	85,1	68,1	80%	16,5	19,4%	-22,6	-26,5%
Rucue U2	Hidro pasada	83,7	85,1	68,1	80%	16,5	19,4%	-22,6	-26,6%
San Andrés U1	Hidro pasada	20,2	21,5	17,2	80%	4,0	18,6%	-8,1	-37,6%
San Andrés U2	Hidro pasada	20,2	21,7	17,4	80%	4,0	18,4%	-8,1	-37,3%
San Ignacio	Hidro pasada	33,3	42,3	33,8	80%	7,8	18,5%	-16,6	-39,2%
San Isidro U1 TG	Gas	241,1	317,1	285,4	90%	3,1	1,0%	-3,4	-1,1%
San Isidro U2 TG	Gas	259,3	259,2	233,3	90%	22,1	8,5%	-80,4	-31,0%
TG1	Gas	23,7	23,7	21,3	90%	2,4	10,3%	-4,2	-17,9%
TG1A	Gas	132,0	132,0	118,8	90%	14,3	10,8%	-31,1	-23,5%
TG1B	Gas	132,0	132,0	118,8	90%	14,3	10,8%	-31,1	-23,5%
TG2	Gas	23,7	23,7	21,3	90%	2,4	10,3%	-4,2	-17,9%
TG2A	Gas	132,0	132,0	118,8	90%	14,3	10,8%	-31,1	-23,5%
TG2B	Gas	132,0	132,0	118,8	90%	14,3	10,8%	-31,1	-23,5%
TG3	Gas	38,3	34,4	31,0	90%	2,7	7,8%	-5,6	-16,4%
TGTAR	Gas	22,4	22,4	20,2	90%	2,2	9,8%	-4,3	-19,2%
TV1C	Gas	132,0	144,0	129,6	90%	4,2	2,9%	-10,1	-7,0%
TV2C	Gas	132,0	144,0	129,6	90%	4,2	2,9%	-10,1	-7,0%
Taltal U1	Gas	132,0	121,8	109,6	90%	4,4	3,6%	-15,2	-12,4%

Unidad	Tipo	Pnom MW	Pmax dinámico MW	Punto de operación		Aportes Valor Efectivo 0-5 min			
						Subida		Bajada	
				MW	% Pmax din	MW	% Pmax din	MW	% Pmax din
Taltal U2	Gas	140,3	119,3	107,4	90%	3,1	2,6%	-15,0	-12,6%
U14	Carbón	125,0	135,7	122,1	90%	9,4	7,0%	-14,4	-10,6%
U15	Carbón	125,0	130,2	117,2	90%	9,4	7,2%	-9,1	-7,0%
U16	Gas	400,0	421,6	379,4	90%	28,4	6,7%	-48,5	-11,5%
Ventanas U1	Carbón	115,0	120,0	108,0	90%	11,8	9,8%	-3,2	-2,6%
Ventanas U2	Carbón	222,5	234,6	211,1	90%	23,1	9,9%	-83,8	-35,7%

Finalmente cabe señalar que, si bien este es el listado de unidades habilitadas para participar en el CPF, las unidades que en efecto participen en el CPF durante la operación real, serán definidas por la programación de la operación, considerando las restricciones y condiciones operativas reales.

4.4 Reserva para CSF y CTF

4.4.1 Identificación de Requerimientos

Para que en un sistema se pueda ejercer el CSF, es necesario proveer al sistema con una adecuada capacidad de respuesta en recursos de generación de energía que cubran las necesidades que no han sido satisfechas por el Control Primario de Frecuencia, de forma que dicha capacidad sea capaz de seguir la tendencia de aumento o de disminución de demanda del sistema. Esta capacidad de generación se conoce con el nombre de reserva de potencia secundaria y está disponible en aquellas unidades de generación participantes en el AGC (Automatic Generation Control) con el propósito de hacer que el error de frecuencia del sistema sea igual a cero. Para este tipo de reserva de potencia, se requiere cubrir las variaciones intrahorarias de la demanda neta del sistema. El CTF tiene como propósito dar el margen requerido por el AGC cuando este se queda sin reserva y es proporcionado por las unidades que cuenten con reserva en giro.

Se considera que el CSF y el CTF deben hacerse cargo tanto de la variabilidad como de la incertidumbre de la demanda y la generación con fuentes primarias variables, es decir, atender las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda neta. En términos operativos, es función de éstos restituir las reservas de CPF.

A continuación, se describe el tratamiento que se hace para las variaciones intrahorarias y errores de previsión de la demanda neta del SEN.

4.4.2 Análisis de Variaciones Intrahorarias de la Demanda Neta

4.4.2.1 Metodología

Para el análisis de las variaciones intrahorarias, se calculan las desviaciones de la demanda neta del SEN como las diferencias entre los promedios de 5 minutos y los promedios de 15 minutos (tiempos acordes a lo establecido en la Resolución de SSCC para el CSF). Dado que el CSF a través del AGC no

actúa frente contingencias significativas que provoquen desviaciones permanentes de la frecuencia fuera de su banda de actuación, se filtran aquellas desviaciones cuyo valor excede 4 veces la desviación estándar de las muestras (4σ).

El monto de reserva para variaciones intrahorarias debe absorber las mayores desviaciones de la demanda neta, para lo cual se considera un intervalo de confianza del 95% (1.96 σ). Por lo tanto, las reservas se calculan según la siguiente fórmula.

$$\left[R_{VI}^{(-)}, R_{VI}^{(+)}\right] = \left[VI_{Media} - 1.96 \cdot \sigma_{VI}, VI_{Media} + 1.96 \cdot \sigma_{VI}\right]$$

$R_{VI}^{(+)}$ = Reserva para CF para variaciones intrahorarias, por subfrecuencia.
$R_{VI}^{(-)}$ = Reserva para CF para variaciones intrahorarias, por sobrefrecuencia
VI_{Media} = Valor medio de las variaciones intrahorarias.
σ_{VI} = Desviación estándar de las variaciones intrahorarias.

4.4.2.2 Resultados

Para el cálculo de las variaciones intrahorarias de la demanda neta se emplearon registros de la operación real del SEN para el periodo comprendido entre el 01 de marzo de 2019 al 29 de febrero de 2020.

La distribución estadística y las desviaciones estándar de las variaciones de la demanda neta se muestran en la figura 44.

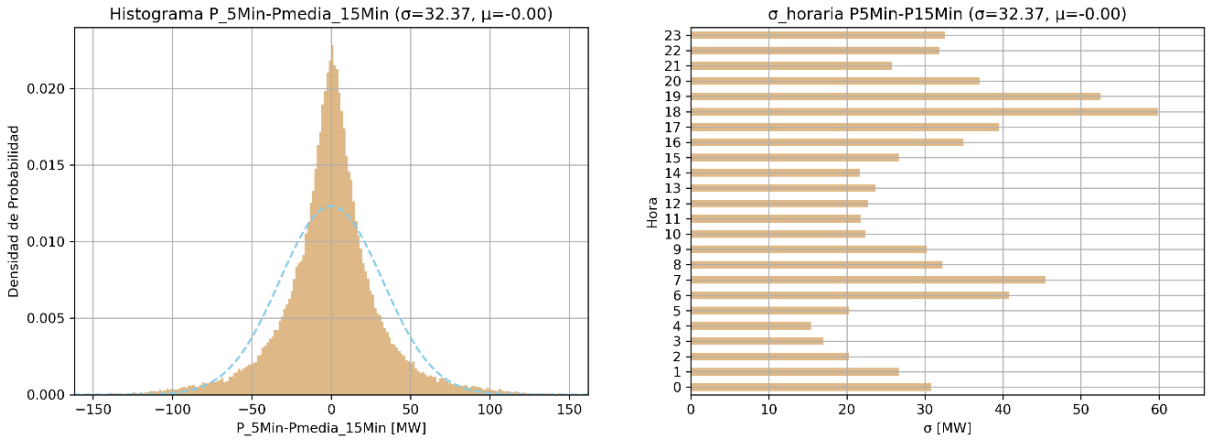

Figura 44 Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de las variaciones intrahorarias

Se aprecia que en torno a las 7:00 horas y las 19:00 horas las variaciones de la demanda neta son mayores, coincidentemente con la "salida" y "puesta" de sol. Considerando lo anterior, resulta conveniente, para hacer un uso eficiente de las reservas sistémicas, definir distintos montos de reserva para diferentes bloques horarios.

Por lo anterior, se calcularon estadísticamente las variaciones intrahorarias para el siguiente conjunto de bloques horarios, lo que se muestra en la figura 45:

- Bloque 1: 21:00 – 6:00 hrs.
- Bloque 2: 6:00 – 10:00 hrs.
- Bloque 3: 10:00 – 17:00 hrs.
- Bloque 4: 17:00 – 21:00 hrs.

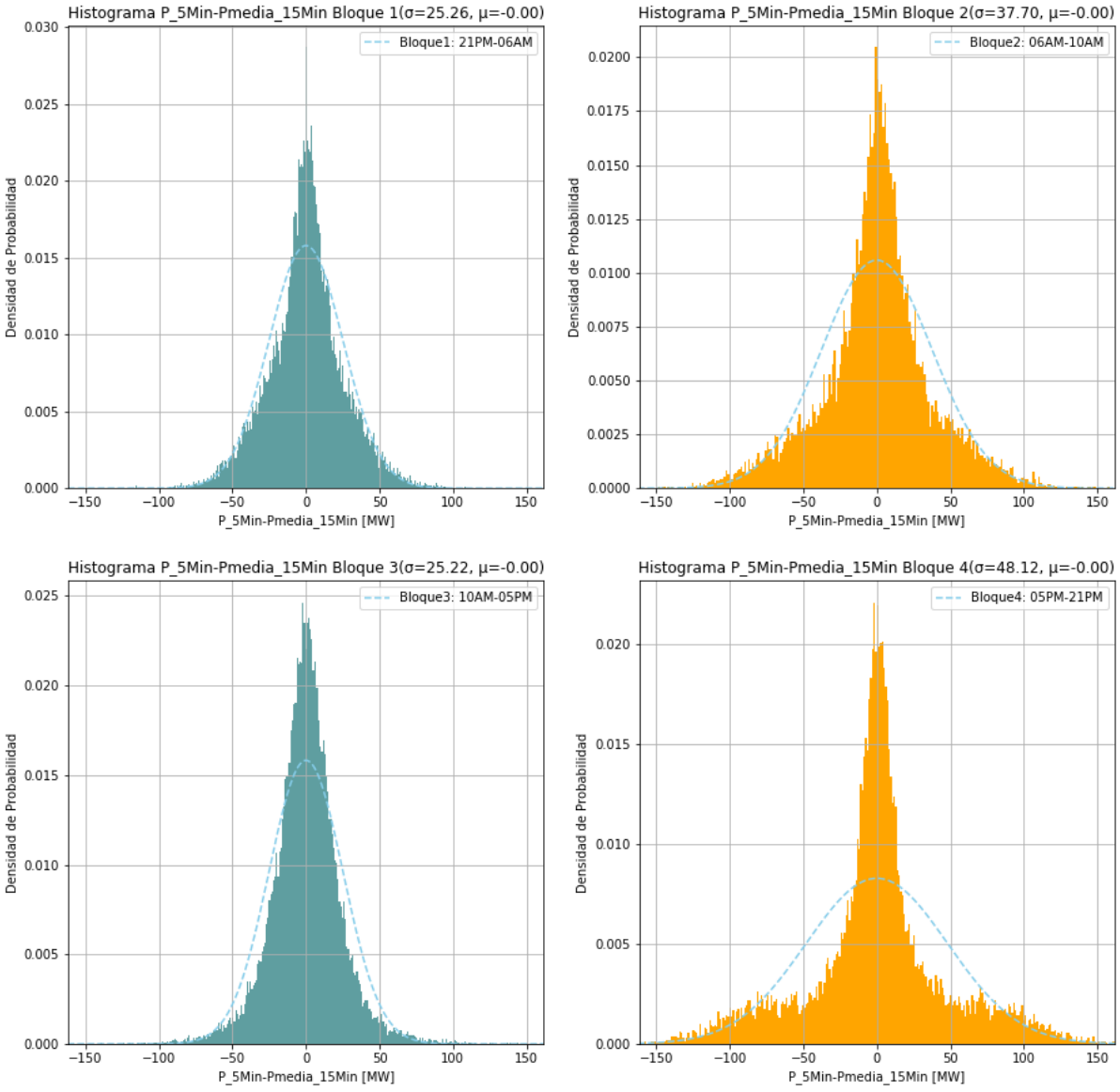

Figura 45 Densidad de probabilidad de las variaciones intrahorarias por bloque horario

En resumen, la tabla 36 muestra los resultados del cálculo estadístico de las variaciones intrahorarias con resolución horaria, bloques horarios y diario.

Tabla 36 Reservas para variaciones intrahorarias

Tipo	Registros	Ventana Móvil	Hora			Bloques Horarios				Diario	
			Hora	σ	Reserva	Bloque Horario		σ	Reserva	σ	Reserva
				[MW]	[MW]			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Variaciones Intrahorarias (VI)	5 min.	15 min.	21	25,7	50	Bloque 1	21 :00 PM - 06:00 AM	25,3	50	31,4	62
			22	31,8	62						
			23	32,6	64						
			0	30,8	60						
			1	26,7	52						
			2	20,2	40						
			3	17,0	33						
			4	15,4	30						
			5	20,2	40						
			6	40,8	80	Bloque 2	06:00 AM - 10:00 AM	37,7	74		
			7	45,4	89						
			8	32,2	63						
			9	30,3	59						
			10	22,4	44	Bloque 3	10:00 AM - 05:00 PM	25,2	49		
			11	21,8	43						
			12	22,7	45						
			13	23,6	46						
			14	21,7	42						
			15	26,7	52						
			16	35,0	69						
			17	39,5	77	Bloque 4	05:00 PM - 21:00 PM	48,1	94		
			18	59,8	117						
			19	52,5	103						
			20	37,0	73						
Energía Diaria [MWh]			1435			1464				1478	

4.4.3 Análisis de Errores de Previsión de la Demanda Neta

4.4.3.1 Metodología

Se considera que, en la operación real del SEN, el despacho de generación se ajusta en cada hora a la demanda real que tiene el sistema. Dicho ajuste se realiza a partir de una programación de la generación horaria denominada predespacho de generación horario, el cual normalmente difiere del despacho de generación real. La diferencia entre estos dos despachos da origen a un error denominado error de previsión de demanda, el cual tiene diferentes valores hora a hora con una característica que tiene componentes sistemáticas y aleatorias. Para dar cuenta de la característica aleatoria de dicho error, se debe determinar el error estadístico de la previsión de la demanda, el cual se determina entre el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas.

Lo anterior también guarda relación con el hecho de que existen condiciones técnicas del parque generador que permiten hacer partir unidades hidráulicas de bajo costo en pocos minutos e incrementar sin costos significativos la reserva en giro. Además, generalmente las unidades que se encuentran marginando en la operación real, corresponden a centrales de embalse, esto también se traduce en que la reincorporación de reserva en giro de forma horaria no se traduce en costos ni

tiempos de partidas significativos. Cabe señalar que lo anterior está sujeto a la disponibilidad del recurso hídrico dentro de la matriz de generación.

Para efectos de los análisis de los errores de previsión se consideran los registros de la demanda neta real y programada, considerándose para ello la generación total del SEN menos la generación ERV. Estos registros no deben contener los registros horarios de aquellas horas o intervalos de horas involucradas con pérdidas de generación originadas por fallas en el sistema.

Sea la siguiente notación:

h: índice de notación de hora "h" con h=1,2,…,8760.
$DNReal_h$: Demanda neta real del SEN en hora "h", en [MW].
$DNProg_h$: Demanda neta programada del SEN en hora "h", en [MW].
$EPrevi_h$: error de previsión incremental de generación en hora "h", en [MW].
Nh: número de registros, Nh=8760
$EPrevi_{Medio}$: error medio de previsión de la generación.
$R^{(-)}_{EP}$: Reserva error de previsión de la generación negativo.
$R^{(+)}_{EP}$: Reserva error de previsión de la generación positivo.

Los errores estadísticos de la previsión horaria de la demanda neta se determinaron considerando un intervalo de tolerancia del 95%, esto es, se espera que el error estadístico considerado contenga el 95% de los errores de la muestra. El error estadístico se expresa como un rango comprendido dentro de los límites $EPrevi_{Medio} \pm 1.96 \cdot \sigma$ lo que significa que se considera que se distribuyen normalmente. El cálculo considera los siguientes pasos:

- Calcular el Error de Previsión de la demanda neta)

$$E\,Pr\,e\,vi_h = (DNRe\,a\,l_h - DN\,Re\,a\,l_{h-1}) - (DN\,Pr\,o\,g_h - DN\,Pr\,o\,g_{h-1})$$

- Calcular el error medio de la previsión de la demanda neta

$$E\,\mathrm{Pr}\,evi_{Medio} = \frac{\sum_{h=1}^{Nh} E\,\mathrm{Pr}\,evi_h}{N_h}$$

- Calcular la desviación estándar del error de previsión de la demanda neta, como:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{h=1}^{Nh}\left(E\,\mathrm{Pr}\,evi_h - E\,\mathrm{Pr}\,evi_{Medio}\right)^2}{\left(N_h - 1\right)}}$$

- Determinar la magnitud de la reserva para el error de previsión, que resulta ser equivalente al rango de validez del error estadístico con un intervalo de tolerancia del 95%, como:

$$\left[R_{EP}^{(-)}, R_{EP}^{(+)}\right] = [EPrevi_{Medio} - 1.96 \cdot \sigma, EPrevi_{Medio} + 1.96 \cdot \sigma]$$

4.4.3.2 Resultados

Empleando los registros de la generación programada y generación real para el periodo comprendido entre el 01 de marzo del año 2019 al 29 de febrero del año 2020, se calcularon los errores de previsión de la Demanda Neta. La figura 46 muestra, en el lado izquierdo, la distribución de la densidad de probabilidad de los errores de previsión y en el lado derecho, se grafica la desviación estándar de los errores de previsión para cada hora del día.

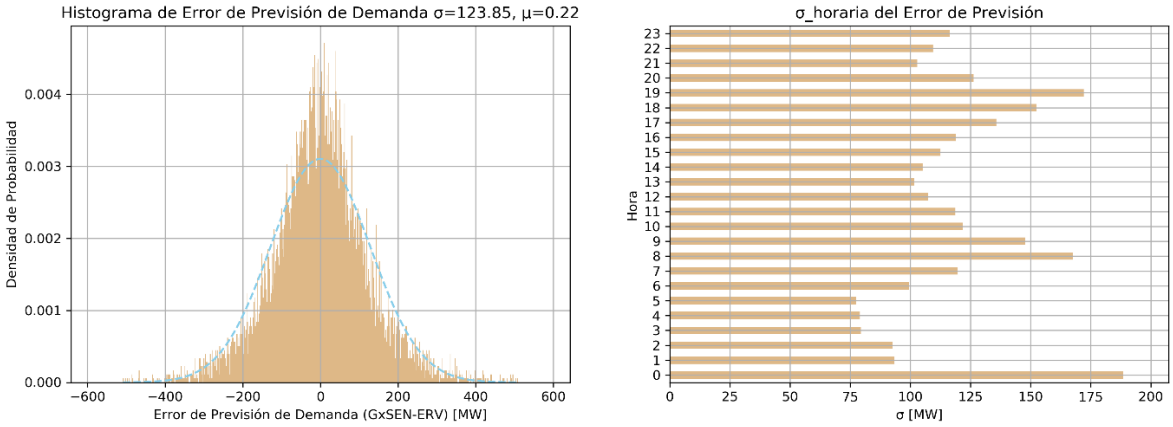

Figura 46 Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de los errores de previsión

Se aprecia que los errores de previsión son mayores en las horas próximas a las 08:00 hrs y 19:00 hrs, que coinciden con los bloques horarios 2 (entre las 06:00 y 10:00 horas) y 4 (entre las 17:00 y las 21:00 horas) definidos en los análisis de variaciones intrahorarias.

En consecuencia, se calcularon estadísticamente los errores de previsión para cada uno de esos bloques horarios, lo que se muestra en la figura 47.

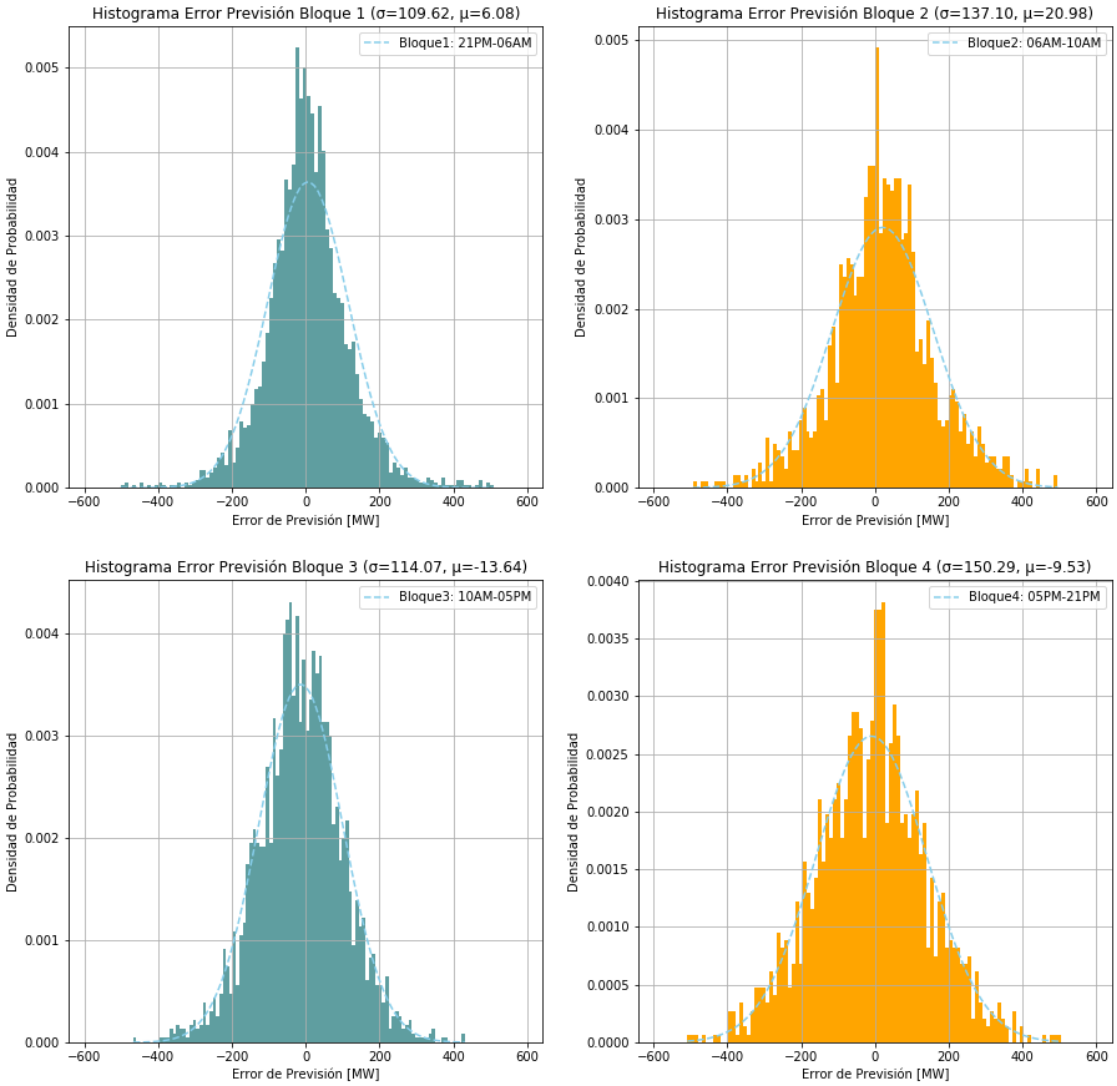

Figura 47 Densidad de probabilidad de las variaciones errores de previsión, por bloque horario

Finalmente, la tabla 37 muestra el resumen del cálculo estadístico de los errores de previsión con resolución horaria, bloques horarios y diario.

Tabla 37 Reservas para errores de previsión

Tipo	Registros	Hora					Bloques Horarios								Diario			
		Hora	σ	μ	Reserva		Bloque Horario		σ	μ	Reserva		σ	μ	Reserva			
					(+)	(-)					(+)	(-)			(+)	(-)		
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
Error de Previsión (EP)	Gx Real - Gx Programada	21	102,9	31,5	233,2	-170	Bloque 1	21 :00 PM - 06:00 AM	109,6	6,1	221	-209	123,9	0,2	243	-243		
		22	109,4	14,3	228,7	-200												
		23	116,3	4,6	232,6	-223												
		0	188,6	10,5	380,1	-359												
		1	93,4	1,6	184,7	-182												
		2	92,5	-7,2	174,1	-189												
		3	79,5	7,6	163,3	-148												
		4	79,0	6,6	161,5	-148												
		5	77,4	-14,6	137,2	-166												
		6	99,4	8,5	203,3	-186	Bloque 2	06:00 AM - 10:00 AM	137,1	21,0	290	-248						
		7	119,7	9,4	244,1	-225												
		8	167,6	15,1	343,6	-313												
		9	147,8	50,9	340,6	-239												
		10	121,8	-27,2	211,5	-266	Bloque 3	10:00 AM - 05:00 PM	114,1	-13,6	210	-237						
		11	118,8	-36,5	196,3	-269												
		12	107,5	-30,9	179,8	-242												
		13	101,8	-19,0	180,4	-218												
		14	105,1	-7,9	198,1	-214												
		15	112,6	6,3	226,9	-214												
		16	118,9	19,8	252,8	-213												
		17	135,7	22,3	288,3	-244	Bloque 4	05:00 PM - 21:00 PM	150,3	-9,5	285	-304						
		18	152,4	-11,3	287,5	-310												
		19	172,1	-54,9	282,4	-392												
		20	126,2	5,8	253,2	-242												
Energía Diaria [MWh]		+5884 / -5574					+5757 / -5747						+5831 / -5821					

4.4.4 Determinación de Reservas para CSF y CTF

El CSF y CTF, el primero de forma automática mediante el AGC y el segundo de forma manual a través de instrucciones del CDC del Coordinador, deben hacerse cargo de las variaciones intrahorarias y del error de previsión de la demanda neta del SEN.

Se ha tenido en cuenta que el dimensionamiento de las reservas para CSF debe contemplar el mayor valor entre los requerimientos para las variaciones intrahorarias de la demanda neta del SEN, y los montos de reserva asignados al AGC. Los montos de reserva asignados al AGC corresponden al producto del BIAS ajustado en el AGC (actualmente de 65 MW/0.1Hz) y la banda de variación máxima admisible de frecuencia para condiciones normales de operación (0,2Hz según NT SyCS), esto es 130 MW.

El Control Terciario tiene por objetivo restablecer las reservas de Control Secundario y por transitividad las de Control Primario, y de acuerdo con lo establecido en la Resolución de SSCC se le asignan tiempos de prestación del servicio de hasta 1 hora. En consecuencia, las reservas asociadas a CTF complementarán a la reserva de CSF para atender los requerimientos de las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda neta. Cabe señalar que, la programación de la operación del SEN es de resolución horaria.

Por lo tanto, las reservas para CSF (RCSF) y CTF (RCTF) se calculan de la siguiente forma:

$$RCSF = Max\{R_{VI}, R_{AGC}\}$$
$$RCTF = R_{VI} + R_{EP} - RCSF$$

Donde:

R_{AGC}: Reserva asignada al AGC.

R_{VI}: Reserva para variaciones intrahorarias.

R_{EP}: Reserva por error de previsión.

La reserva para CSF corresponde al mayor valor entre los requerimientos para las variaciones intrahorarias de la demanda neta del SEN, y los montos de reserva asignados al AGC (130 MW). Este último, corresponde al producto del BIAS ajustado en el AGC (actualmente de 65 MW/0.1Hz) y la banda de variación máxima admisible de frecuencia para condiciones normales de operación (0,2Hz según NT SyCS).

La reserva para CTF corresponde a los requerimientos conjuntos para variaciones intrahorarias y errores de previsión de la demanda neta, menos la reserva para CSF.

Tabla 38 Montos mínimos de reservas para CSF y CTF.

Bloque Horario	Reserva CSF [MW]	Reservas CTF) [MW]
Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	±130	+140 / -128
Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	±130	+234 / -192
Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	±130	+129 / -157
Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	±130	+249 / -268

4.4.5 Rampas de Toma de Carga para CSF

4.4.5.1 Metodología

En la operación real del sistema se han evidenciado altos requerimientos de rampas de toma de carga para instantes en que se producen altas variaciones de demanda de naturaleza intrahoraria. Debido al carácter de estas variaciones, no son abordadas por el CPF ni tampoco por la programación del día anterior. Por tanto, además de determinar un monto en [MW] de reserva en el punto anterior a partir del error de previsión, es necesario contar con una cierta tasa de toma de

carga en [MW/min] para poder proveer esa reserva tal que pueda afrontar dichas variaciones intrahorarias.

Las altas variaciones de demanda evidenciadas en la operación real del SEN se producen, principalmente, desde el mes abril a septiembre por los descuelgues de consumos debido a aspectos tarifarios. Además de dichas variaciones, también se presentan requerimientos para la generación convencional por la entrada/salida del sol, debido a repercute en la disponibilidad del recurso primario para la generación ERV lo cual, para efectos del CSF, también corresponde a un desbalance que debe abordar.

En los análisis efectuados para determinar los requerimientos de tasas o rampas de subida y bajada de carga se evalúan las variaciones, en el rango intrahorario, de la demanda y generación con fuentes ERV en el SEN. Estas variaciones se calculan como las diferencias entre promedios consecutivos de la demanda neta (efecto conjunto de la demanda y generación ERV), empleando separadamente 2 ventanas de tiempo, siendo estas, de 5 y 15 minutos (tiempos consignados en la Resolución de SSCC para la operación del CSF).

Para cada ventana de tiempo, se determinan los requerimientos de rampas de subida y bajada, en [MW/minuto], como las máximas variaciones de la demanda neta, tomando en consideración un intervalo de confianza de 99.5%.

Finalmente, el requerimiento mínimo de las rampas de subida y bajada para el CSF se determina como el mayor valor de los requerimientos para 5 y 15 minutos.

$$Rampa_CSF = Max\{Rampa_{5min}[MW/min], Rampa_{15min}[MW/min]\}$$

Donde:

Rampa_CSF: Requerimiento mínimo de rampa, en [MW] por minuto, para CSF

$Rampa_{5min}$: Es la rampa, en [MW] por minuto, determinada mediante promedios cada 5 minutos

$Rampa_{15min}$: Es la rampa, en [MW] por minuto, determinada mediante promedios cada 15 minutos

4.4.5.2 Resultados

En el estudio se ha empleado una data de registros de generación bruta total y ERV para el SEN con las siguientes características:

- Tasa de muestreo de 10 segundos.
- Período de las muestras entre el 01 de marzo de 2019 y 29 de febrero de 2020.
- Se recomienda no tomar en cuenta los registros de generación que involucren pérdidas de generación, pérdidas de consumos y conexión y desconexión de consumos debido a las maniobras operacionales.

Como aproximación se considerará que la demanda del SEN ≈ generación bruta total del SEN. Estas consideraciones metodológicas desprecian el efecto de las pérdidas, lo cual no sería un efecto

significativo tomando en cuenta que estas son inferiores al 5% de la Generación bruta total, lo cual se verifica en los resultados de los flujos estáticos simulados en la BD DIgSILENT del SEN.

Las figuras 48 y 49 muestran las distribuciones de las rampas de toma de carga para 5 y 15 minutos, respectivamente.

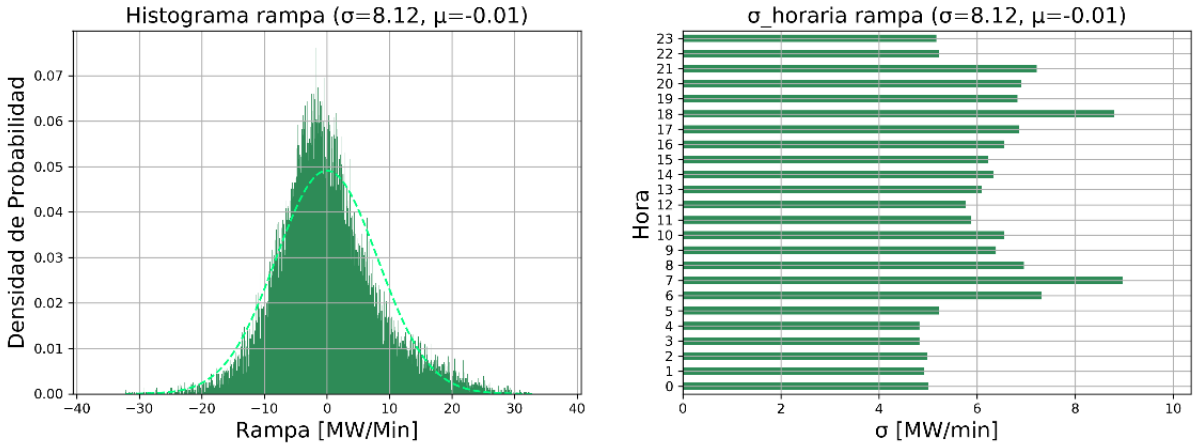

Figura 48: Histograma Rampas Demanda Neta SEN (base 5 min)

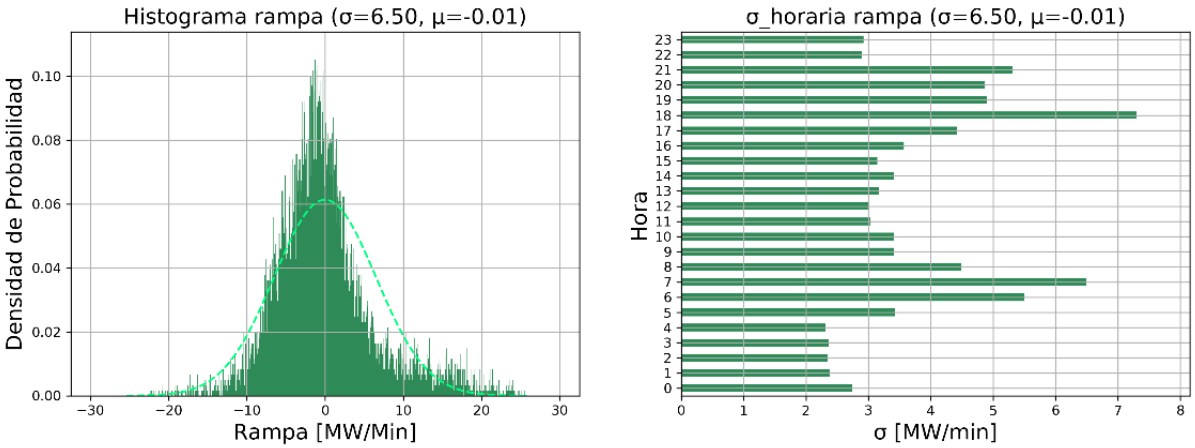

Figura 49: Histograma Rampas Demanda Neta SEN 2018 (base 15 min)

El resumen del análisis estadístico de las rampas de la demanda neta del SEN se muestra en la tabla 39.

Tabla 39: Resultados Análisis Estadístico Rampas Demanda SEN

Resultados Análisis Estadístico Rampas Demanda SEN		
Ventana tiempo	5 min	15 min
Promedio	0,0 [MW/min]	0,0 [MW/min]
Desv Std	8,1 [MW/min]	6,5 [MW/min]
Mín	-32,2 [MW/min]	-25,4[MW/min]

Resultados Análisis Estadístico Rampas Demanda SEN		
P0.25%	-23,3 [MW/min]	-18,3 [MW/min]
P50%	-0,7 [MW/min]	-0,8 [MW/min]
P99.75%	27,5 [MW/min]	23,5 [MW/min]
Máx	32,8 [MW/min]	34,0 [MW/min]

Si se considera, para la determinación de los requerimientos mínimos de rampa para el CSF, un intervalo de confianza de 99.5% de los registros de las rampas del SEN, el requerimiento mínimo de rampa de bajada está dado por el valor asociado al P0.25 (percentil 0.25%) y el requerimiento mínimo de rampa de subida está dado por el valor asociado al P99.75 (percentil 99.75%). Adicionalmente, el requerimiento de rampa para el CSF es determinado como el mayor valor de las rampas del sistema medidas para 5 y 15 minutos. Finalmente, el requerimiento de rampa para CSF se muestra en la tabla 40.

Tabla 40: Requerimiento mínimo de rampa (subida/bajada) para CSF

Requerimiento Mínimo de rampa para CSF		
Rampa de subida	+ 28	[MW/min]
Rampa de bajada	-24	[MW/min]

4.4.6 Asignación de las Reservas para el CSF y CTF

Como ya se señaló, el CSF en el SEN es efectuado por el AGC. En este contexto, existe un número de unidades que participan en el AGC y otro número que unidades que cuentan con reserva en giro y que pueden tomar o dejar carga mediante control manual desde su operador (CTF). En la práctica la reserva que se asigna de forma manual se utiliza para restituir la reserva para el AGC, por lo que en la operación real se debe verificar que la suma de la reserva en el AGC más la reserva manual cumpla con la reserva mínima requerida para CSF. Mismo criterio se debe verificar para el cumplimiento de la rampa de toma de carga mínima requerida.

Las unidades que participan en el CSF en el SEN son:

Tabla 41: Unidades participantes actualmente en el CSF

UNIDAD
TER NUEVA VENTANAS U1
TER ANGAMOS U1 U2
TER CARDONES U1 U2
TER COCHRANE U1 U2
HE CANUTILLAR U1 U2
HE COLBÚN U1 U2
TER ANTILHUE U1 U2
TER CANDELARIA U1 U2
TER NEHUENCO 9B U1
TER NEHUENCO CC1-TG
TER NEHUENCO II CC1-TG

UNIDAD
TER SANTA MARIA U1
HE ANTUCO U1 U2
HE CIPRESES U1 U2 U3
HE EL TORO U1 U2 U3 U4
HE RALCO U1 U2
HE RAPEL U1 U2 U3 U4 U5
TER ATACAMA CC1-TG1 TER ATACAMA CC1-TG2 TER ATACAMA CC1-TV
TER ATACAMA CC2-TG1 TER ATACAMA CC2-TG2 TER ATACAMA CC2-TV
TER BOCAMINA U1
TER SAN ISIDRO CC1-TG TER SAN ISIDRO CC1-TV
TER SAN ISIDRO II CC1-TG TER SAN ISIDRO II CC1-TV
TER MEJILLONES CTM3-TG TER MEJILLONES CTM3-TV
TER TOCOPILLA TG3
TER TOCOPILLA U14
TER TOCOPILLA U16-TG-TV
HE PANGUE U1 U2
TER LOS VIENTOS U1
TER NUEVA RENCA CC1-TG TER NUEVA RENCA CC1-TV
TER GUACOLDA U1 U2 U3 U4 U5
HE PEHUENCHE U1 U2
TER KELAR CC1-TG1 TER KELAR CC1-TG2 TER KELAR CC1-TV
TER COLMITO U1

Además, para este año deberían estar habilitadas las siguientes unidades (con sus respectivos grados de avance):

- Taltal U1 y U2 (pruebas punto a punto realizadas)
- Quintero TG1 y TG22 (pruebas de sintonización realizadas pero no habilitada aun)
- Bocamina II (pruebas punto a punto realizadas)
- Nva Ventanas (pruebas de sintonización realizadas pero no habilitada aun)
- Campiche
- IEM (pruebas punto a punto realizadas)

De acuerdo con la experiencia del Coordinador en la operación real del SEN, el AGC considera para su actuación una banda muerta de ±0,3 [Hz], para excursiones de frecuencia sobre estos límites el AGC se suspende, calculando los factores de participación, pero sin el envío de consignas a las unidades generadoras en el AGC. Respecto a las unidades participantes, estas deben ser 3 unidades

como mínimo, de modo que en forma individual no contengan más del 50% de la reserva en el AGC, y cada una de ellas se limita a tener una rampa máxima de toma de carga de 20 [MW/min].

Según está establecido en la NT SyCS, el AGC tiene como objetivo restablecer la frecuencia a su valor nominal y actúa cuando esta ingresa a la banda de los ±0,3 [Hz]. Ante contingencias, se ha evidenciado en la operación real del SEN que la frecuencia realiza en la gran mayoría de los casos una excursión fuera de dicha banda y que se establece en torno a los 49,5 [Hz]. Para restablecer la frecuencia dentro de la banda de actuación del AGC, se utiliza reserva pronta o reserva en giro en unidades generadoras que participan del CTF. Esto permite la separación del accionamiento del CPF ante contingencias y el accionamiento del CSF.

Respecto la reserva para CPF en operación normal, que deriva de los requerimientos para atender fluctuaciones instantáneas de los consumos y generación ERV, lo que se concluye de la experiencia del Coordinador es que se también es posible separar el accionamiento del CPF y el CSF. Si el AGC determina que es requerido que una unidad modifique su despacho mediante una orden del AGC para modificar su consigna, esto se hará efectivo solamente si es por sobre una cierta potencia umbral. Con lo anterior, se evita la acción del AGC ante las variaciones de frecuencia que requieran modificaciones de potencia bajo la potencia umbral, las que se asume deben ser atendidas por el CPF, disminuyendo la sobreregulación de las unidades en AGC.

Finalmente cabe señalar que, si bien se mencionan un cierto número de unidades habilitadas para participar en el CSF (AGC), las unidades que en efecto participen en el CSF y CTF durante la operación real para el SEN, serán definidas por la programación de la operación, considerando las restricciones y condiciones operativas reales.

5 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

5.1 Inercia y Reservas ante Contingencias Generación

En primera instancia, para el evaluar la necesidad de requerimientos de inercia, CRF y CPF ante contingencias de generación, se realizaron diversos análisis para verificar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa, en particular, para una contingencia simple, evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de subfrecuencia y contener la frecuencia postcontingencia de régimen permanente dentro de la banda admisible (50 ± 0,7 [Hz]).

Se determinaron los requerimientos mínimos de reserva para CPF ante contingencias en las condiciones más desfavorables de inercia previstas en el horizonte del estudio.

Por otra parte, la inercia mínima prevista excede ampliamente la inercia mínima postcontingencia requerida para evitar que el ROCOF del SEN alcance 0,6 [Hz/s], que corresponde al ajuste de activación del EDAC por subfrecuencia.

Respecto al CRF, no existen razones técnicas para requerir montos mínimos en el horizonte de evaluación analizado. Esto se debe a que es posible cumplir con los criterios y exigencias normativas aplicables sin el uso de recursos adicionales. La decisión final dependerá de un análisis técnico-económico de los costos de operación del SEN, considerando la sustitución estimada del CPF mediante CRF, según se establece en el Art. 3-17 de la NT SSCC.

Para otras contingencias, como por ejemplo la pérdida de la interconexión del SEN y/o mayores montos de generación, pudiera requerirse otra distribución y/o montos. Se entiende que esos análisis exceden los alcances de este Estudio.

A continuación se presentan los resultados de los requerimientos de reservas, determinados para las distintas categorías de recursos de control de frecuencia (CPF, CSF y CTF):

5.2 Reserva para CPF

En relación con la reserva para CPF, la metodología utilizada para determinar las reservas mínimas requeridas para el SEN se aplica separando la reserva destinada a compensar las variaciones de frecuencia provocadas por:

- Fluctuaciones instantáneas de la Demanda Neta, que incorporan los efectos de la variación aleatoria de la demanda y la generación ERV.
- Desconexiones intempestivas de Generación y de Consumos.

5.2.1 Reserva para CPF para atender Fluctuaciones Instantáneas de los Consumos

Se determinó que la reserva para CPF relacionada con variaciones de la frecuencia producidas por fluctuaciones instantáneas de los consumos corresponde a ±39 [MW].

5.2.2 Reserva para CPF para atender Contingencias

De acuerdo con el análisis indicado en el punto 4.1, se determinó que la reserva efectiva permanente requerida para contingencias de generación es +325 [MW] en las condiciones más desfavorables previstas. Este monto fue obtenido como el valor efectivo del aporte al CPF de 0 – 5 minutos. Además, se verificó mediante simulaciones dinámicas que dichos montos son suficientes para cumplir los estándares normativos, en las condiciones más desfavorables previstas para el SEN.

En relación con la reserva efectiva permanente para reducir generación, se verificó que la mínima requerida para afrontar la desconexión intempestiva de consumos, para la condición más desfavorable prevista, es de aproximadamente -157 [MW].

Para efectos de evitar la actuación del EDAC ante la mayor contingencia de generación ante las condiciones más críticas previstas, se determinó que se requiere definir un atributo adicional para el CPF. Esto corresponde al aporte inicial de CPF y los requerimientos determinados son 325 [MW] (valor instantáneo) a los 10 segundos (aporte a 10 segundos). Esto debe ser considerado en la programación de la operación del SEN. En caso de considerar los 4 equipos BESS en servicio y participantes del CPF, este valor se reduce a 297 [MW].

Debido a que la frecuencia alcanza su valor mínimo antes de los 10 segundos para las condiciones más críticas previstas, se recomienda evaluar como alternativa de cuantificación de aporte inicial al CPF (en vez del aporte a los 10 segundos) el valor efectivo 0-10 segundos (integral aporte 0-10 segundos dividido 10 segundos), requiriéndose en ese caso un monto mínimo de 184 [MW]. En caso de considerar los BESS en servicio este valor se reduce a 174 [MW].

Para totalizar el aporte permanente y los aportes iniciales a los 10 segundos, incluyendo el valor efectivo entre 0-10 segundos, se deben considerar los aportes efectivos individuales disponibles en cada unidad generadora, determinado según la respuesta obtenida de sus modelos homologados en el banco de pruebas, implementado en el software Power Factory de DIgSILENT, cuyo detalle se muestra en el punto 4.3.1.2. Por lo tanto, la cuantificación de estas reservas debe contemplar el aporte efectivo de cada unidad generadora, y que esta cuantificación depende del tipo de requerimiento:

- Aporte efectivo inicial (a los 10 segundos o valor efectivo a los 10 segundos) y de régimen permanente (valor efectivo a los 5 minutos) para contingencias de generación.
- Aporte efectivo de régimen permanente (valor efectivo a 5 minutos) para contingencias de consumos.

Cabe señalar que ante la desconexión de unidades de gran magnitud en el Norte Grande, puede haber riesgos para la operación del SEN en escenarios de alta disponibilidad del recurso hídrico y

altas transferencias Cumbre → Los Changos. Esta situación se entiende que debe abordarse considerando una adecuada reserva dinámica de potencia reactiva en la operación real del SEN y no se justifica establecer restricciones de proporciones de reserva para CPF entre zonas geográficas del SEN.

Las reservas calculadas corresponden a las reservas requeridas para operar el sistema en cumplimiento con las exigencias normativas en las condiciones de operación más desfavorables previstas en el horizonte del estudio. Se indica que este corresponde al mayor monto que alcanzan los requerimientos de reserva porque se trata del escenario más desfavorable y, que ante condiciones de mayor inercia, demanda y/o potencia desconectada, estos montos debieran ser inferiores. Por tanto, estos resultados son aplicables siempre y cuando sean definidos requerimientos mínimos para todos los casos en base a la condición más desfavorable prevista.

Para establecer requerimientos iniciales y permanentes de reservas que dependan de las condiciones de inercia y demanda del SEN, se deben realizar análisis más detallados que están contemplados para la segunda versión de este estudio (ECFyDR 2020 parte 2).

5.2.3 Reserva Total para CPF

En la tabla 42 se detallan los montos de reserva requeridos para el CPF de carácter permanente, en las condiciones más desfavorables previstas. La determinación de las reservas de potencia activa de subida y de bajada para atender contingencias contempla la desconexión intempestiva de aproximadamente 400 [MW] de generación y de 200 [MW] de consumo, respectivamente.

Tabla 42 Montos de reservas para CPF

Tipo Reserva	Fluctuaciones Instantáneas [MW]	Contingencias: Generación / Consumo [MW]	Total [MW]
CPF	±39	+325/-157	+364/-196

Estas reservas corresponden a las requeridas para operar en forma segura y el sistema para todas las condiciones previstas. Además, deben contemplar el aporte efectivo de las unidades y su cuantificación depende del tipo de requerimiento.

5.3 Reservas para CSF y CTF

Los montos mínimos de reservas para el CSF y CTF se muestran en la tabla 44.

Las reservas para CSF se determinan según el criterio del valor máximo entre las variaciones intrahorarias (demanda y generación ERV) y la reserva asociada al AGC.

Las reservas para CTF se determinan como la diferencia entre, por un lado, el monto requerido conjuntamente para las variaciones intrahorarias y los errores de previsión, y por el otro, el monto de las reservas para CSF.

Tabla 43 Reservas CSF y CTF

Tipo Reserva	Bloque Horario	Reserva Variaciones Intrahorarias (1)	Reserva AGC (2)	Reserva Error Previsión (3)	Reserva CSF (4) = Máx{(1),(2)}	Reservas CTF (1) + (3) - (4)
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
CSF y CTF	Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	±50	±130	+221 /-209	**±130**	**+140 / -128**
	Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	±74	±130	+290 /-248	**±130**	**+234 / -192**
	Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	±49	±130	+210 /-237	**±130**	**+129 / -157**
	Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	±94	±130	+285 /-304	**±130**	**+249 / -268**

Estos resultados consideran que las transferencias previstas en el sistema de transmisión Norte de 500 kV no se ven restringidas y, por tanto, es factible el redespacho horario y considerar el efecto de la generación ERV en el seguimiento de la demanda (en particular en las horas de salida y puesta del sol).

5.4 Rampas Toma de Carga para CSF

Los análisis de las rampas sistémicas, hechos a partir de los datos estadísticos de la operación del SEN, permiten establecer que las rampas de toma de carga mínimas requeridas para el CSF son las detalladas en la tabla 28.

Tabla 44 Requerimiento mínimo de rampa (subida/bajada) para CSF

Requerimiento Mínimo de rampa para CSF		
Rampa de subida	+ 28	[MW/min]
Rampa de bajada	-24	[MW/min]

5.5 Resumen Requerimientos de Reservas para CF

A continuación se resumen los requerimientos de reservas para el Control de Frecuencia. Cabe señalar que, para efectos de evitar la actuación del EDAC ante la mayor contingencia de generación, se determinó que se requiere definir un atributo adicional para el CPF. Este corresponde al aporte inicial de CPF y el requerimiento determinado es de 325 [MW] (valor instantáneo) a los 10 segundos postcontingencia.

Tabla 45: Resumen Reservas Mínimas para Control de Frecuencia

Resumen Requerimientos para Control de Frecuencia	
I.- Reservas [MW]	Total
1.- Control Primario de Frecuencia (CPF)	+364/-196
1.1.- Fluctuaciones Instantáneas	+/-39
1.2.- Contingencias Generación / Consumos	+325/-157
1.3.- Aporte inicial de CPF a 10 segundos ante contingencia de generación	*+325*
2.- Control Secundario de Frecuencia (CSF)	+/-130
2.- Control Terciario de Frecuencia (CTF)	
2.1.- Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	+140 / -128
2.2.- Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	+234 / -192
2.3- Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	+129 / -157
2.4.- Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	+249 / -268
II.- Rampa Toma Carga para CSF [MW/min]	+28/-24