

---

# **ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS**

Parte 2 Informe Final

---

GERENCIA DE OPERACIÓN

Noviembre 2023



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

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	16-10-2023	Informe Preliminar	Matías Agüero S. Michelle Cajas R. Marcelo Cifuentes R. Carlos Prieto C. Gonzalo Sánchez M.	Eugenio Quintana P. Víctor Velar G.
2	17-11-2023	Informe Final	Matías Agüero S. Michelle Cajas R. Marcelo Cifuentes R. Carlos Prieto C. Gonzalo Sánchez M.	Eugenio Quintana P. Víctor Velar G.

## Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO .....	5
1.1	Reservas para Control de Frecuencia en Escenarios de Operación Particulares.....	6
1.2	Actualización de Reservas para Control Primario, Secundario y Terciario de Frecuencia 10	
1.3	Requerimientos de rampas de toma de carga.....	12
2	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	15
3	ANTECEDENTES.....	16
3.1	Antecedentes Normativos .....	16
3.1.1	Informe de Definición de SSCC.....	16
3.1.2	Norma Técnica de Servicios Complementarios.....	18
3.1.3	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.....	18
3.1.4	Definiciones .....	18
3.1.5	Exigencias a Instalaciones de Generación .....	19
3.1.6	Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio .....	24
3.2	Proyectos Incluidos en el Estudio .....	25
3.3	Topología y Horizonte de Estudio.....	26
3.4	Escenarios Base.....	26
3.5	Antecedentes Específicos .....	27
3.5.1	Modelo de Carga .....	27
4	DESARROLLO.....	30
4.1	Reservas CPF ante Fluctuaciones Instantáneas, CSF y CTF.....	30
4.1.1	Reservas para CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta.....	30
4.1.2	Reservas para CSF y CTF .....	32
4.2	Resumen Requerimientos de Reservas para Control de Frecuencia.....	48
4.3	Requerimientos de rampas de toma de carga.....	52
4.4	Análisis CRF CPF Prospectivo .....	54
4.4.1	Resultados .....	57
4.4.2	Resumen de Resultados .....	69
4.5	Análisis de Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión .....	70
4.5.1	Resultados .....	70
4.6	Análisis de Requerimientos de CPF ante Montos Menores de Desconexión .....	74

4.6.1	Resultados .....	74
4.7	Análisis de Requerimientos Control de Frecuencia ante Separación del SEN en Islas Asincrónicas. ....	85
4.7.1	EDAC de la Zona Norte del SEN .....	86
4.7.2	Escenarios considerados .....	86
4.7.3	Criterios operacionales.....	87
4.7.4	Casos analizados.....	90
4.7.5	Resultados .....	91
4.7.6	Conclusiones del Análisis y Recomendaciones.....	106
5	CONCLUSIONES.....	112
5.1	Resumen Requerimientos de Reservas para Control de Frecuencia.....	112
5.2	Requerimientos de rampas de toma de carga.....	115
5.3	Análisis del CPF ante Contingencias en Condiciones Particulares de Operación .....	118
5.3.1	Análisis CRF CPF Prospectivo.....	118
5.3.2	Análisis de Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión.....	119
5.3.3	Análisis de Requerimientos de CPF ante Montos Menores de Desconexión.....	119
5.3.4	Análisis de Requerimientos para Control de Frecuencia ante Separación del SEN en dos Islas Asincrónicas.....	120
6	ANEXOS.....	123
6.1	Análisis de Requerimientos para Control de Frecuencia ante Separación del SEN en Islas Asincrónicas .....	123
6.1.1	Detalle aporte CPF Bajada Escenario Demanda Alta Día .....	123

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

En conformidad con lo establecido en el Título 3-2 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC), el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional realizó el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas el que tiene periodicidad semestral. Los resultados de esta segunda entrega (Parte 2) se resumen en el presente informe.

Se presentan los resultados de las reservas requeridas, considerando las categorías de servicios complementarios (SSCC) establecidas en el Informe de Definición de SSCC (CNE, Resolución Exenta N°442, 2020), 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).
- Cargas Interrumpibles (CI)<sup>1</sup>.

Sin perjuicio de lo anterior, y para efectos de los análisis descritos en este informe, los requerimientos para el CF corresponden a:

1. CPF Operación Normal (fluctuaciones de la demanda neta)
2. CPF Contingencias de Generación y Consumos
3. CSF/CTF (determinación conjunta)

De los 3 casos señalados, el primero y el tercero se obtienen mediante el análisis de registros de la operación real. Por lo tanto, los análisis para estas categorías fueron actualizados en conformidad a lo establecido en el art. 3-5 de la NT SSCC, donde fueron utilizados registros entre julio de 2022 y junio de 2023. Para el caso de CPF ante contingencias, en el ECFyDR2023 parte 1<sup>2</sup> se obtuvieron los requerimientos para condiciones normales de operación, mientras que en esta segunda entrega se realizan análisis para las siguientes condiciones particulares:

- Menores montos de inercia que los previstos.
- Montos mayores y menores de desconexión.
- Separación del SEN en dos islas asincrónicas.

---

<sup>1</sup> Para todo lo referente a CI, por favor revisar el Informe SSCC correspondiente <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/>.

<sup>2</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/06/Estudio-CFyDR-2023-Parte-1-Informe-Final.pdf>

## 1.1 Reservas para Control de Frecuencia en Escenarios de Operación Particulares.

En el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas 2023 parte 1 se determinaron los requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia tanto para condiciones de operación normal como ante contingencias. En este estudio se complementa ese análisis utilizando condiciones particulares de operación y/o más exigentes en términos del control de frecuencia ante contingencias, las cuales corresponden a:

- Análisis CRF/CPF Prospectivo. Se analizó la necesidad de requerimientos mínimos de Control Rápido e Inercia, en términos del control de frecuencia. Condiciones de operación más exigentes a las previstas, las cuales corresponden a escenarios de demanda baja previstos para el 29-09-2024 a las 8 hrs y a las 9 hrs, sin restricciones de reservas, lo que resultó en inercias totales cercanas a los 20 [GVAs].
  - También se considera la participación de las centrales del tipo ERV en el CPF, sin embargo, debido a que se trataría de la prestación de un SC, lo anterior estaría sujeto a que realicen el proceso de verificación para la prestación del SC CPF+, cumpliendo con los requisitos contenidos en la Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia<sup>3</sup> y la NTSSCC.
  - Para cada escenario se analizaron tres casos para la contingencia de severidad 5:
    - Caso base: las unidades con mayor despacho son una unidad de la central Ralco y una unidad de la central Cochrane para los escenarios correspondientes a las 8 hrs y las 9 hrs, respectivamente.
    - Caso Ralco: en ambos escenarios se aumenta el despacho de una unidad de la central Ralco a 380 [MW].
    - Caso San Isidro II: en ambos escenarios se pone en servicio la central San Isidro II y se despacha con alrededor de 400 [MW].
  - No se observan problemas de estabilidad de frecuencia ni que sean requeridos montos de CRF mínimos, pues se logra evitar la acción del EDAC-BF sin necesidad de recursos adicionales.
  - En el caso base, para ambos escenarios, solamente se emplearon para el CPF plantas ERV. Estas plantas cuentan con sus modelos dinámicos homologados y su modelo de controlador Frecuencia/potencia se puede habilitar. En estos casos, la respuesta ante una severidad 5 fue satisfactoria y conlleva un aporte de CPF inicial total entre unos 106 a 186 [MW]. Para los casos restantes fue necesario habilitar algunos controladores de carga/velocidad de unidades convencionales. No obstante, el aporte al CPF inicial de ERV fue el más relevante pues alcanza a superar los 220 [MW].
  - Finalmente, al realizar la verificación ante severidad 4 en la línea Changos – Kimal 500 kV, se detectaron problemas de convergencia y desconexiones de parques ERV después

---

<sup>3</sup> <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/VERIFICACION%20DE-INSTALACIONES.pdf>

del despeje de la falla. Se presume que esta situación está relacionada con los bajos niveles de cortocircuito en la zona debido a que al momento de aplicación y despeje de la falla, se observan grandes variaciones en la magnitud de la tensión y en la frecuencia. Esta clase de situaciones se abordan en el marco del Estudio de restricciones en el sistema de transmisión (ERST) y Estudio de control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR).

- Análisis de Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión. Se analizaron desconexión por sobre 400 [MW], que corresponde a la máxima Potencia desconectada ante una contingencia de severidad 5 de San Isidro II, junto con la mayor inercia correspondiente a alrededor de 3.4 [GVAs].
  - Para este análisis de utilizaron dos escenarios: uno de demanda baja estimado para el 07-04-2024 a las 19 hrs y otro de demanda alta estimado para el 04-03-2024 a las 16 hrs.
  - Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 550[MW] asociados a la desconexión de 2 unidades de ANG por eventuales intervenciones en el tramo que las interconecta al SEN.
  - A partir de los resultados de las simulaciones, al cumplir con requerimientos iniciales de CPF se observa que los permanentes resultan por defecto.
  - Los requerimientos de CPF inicial se incrementan significativamente al aumentar la potencia desconectada, específicamente en al menos razón 1.38 por cada [MW] desconectado por sobre 400 [MW].
  
- Análisis de Requerimientos de CPF ante Montos Menores de Desconexión (bajo los 400 [MW]).
  - Para este análisis se utilizaron tres escenarios: uno de demanda baja estimado para el 07-04-2024 a las 9 hrs, otro de demanda alta previsto para el 04-03-2024 a las 18 hrs y otro de demanda alta previsto para el 03-04-2023 a las 22 hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de la central San Isidro II de hasta 300 [MW] por abajo.
  - Los requerimientos de CPF iniciales se reducen considerablemente al disminuir la potencia desconectada, en al menos 0.8 [MW] por cada [MW] por debajo de 400 [MW], para todos los escenarios estudiados. A medida que disminuye la inercia la razón aumenta, alcanzando una reducción de hasta 1.3 [MW] de CPF inicial por cada [MW] bajo los 400 [MW]. Sin embargo, al disminuir la potencia desconectada bajo 350 [MW], se observa que los requerimientos de CPF inicial se reducen en una menor proporción.
  - Fueron realizadas verificaciones para dos escenarios adicionales de demanda media, para corroborar condiciones intermedias de inercia y demanda. Estos escenarios

corresponden a los previstos para el 22-01-2024 a las 1 hrs y para el 26-06-2024 a las 6 hrs.

- Para el caso de los requerimientos de CPF permanente, se observa que, las expresiones empleadas en el ECFyDR Parte 1 son consistentes con los resultados obtenidos en los escenarios analizados.

*Tabla 1: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10 s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada: 400 [MW].*

Gx Bruta Total SEN [MW] Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	351	323	300	280	262	247	233	221	209	199	190	182
35	293	271	252	235	221	208	196	186	177	169	161	154
40	252	233	217	203	190	180	170	161	153	146	140	134
45	221	204	190	178	168	158	150	142	135	129	123	118
50	196	182	170	159	150	141	134	127	121	115	110	106
55	177	164	153	144	135	128	121	115	109	105	100	96
60	161	150	140	131	123	117	110	105	100	95	91	88

*Tabla 2: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10 s). Potencia Desconectada: 350 [MW]*

Gx Bruta Total SEN [MW] Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 1)
30	286	258	235	215	197	182	168	156	144	134	125	117	CPFij-1,3*50MW
35	228	206	187	170	156	143	131	121	112	104	96	89	CPFij-1,3*50MW
40	192	173	157	143	130	120	110	101	93	86	80	74	CPFij-1,2*50MW
45	166	149	135	123	113	103	95	87	80	74	68	63	CPFij-1,1*50MW
50	146	132	120	109	100	91	84	77	71	65	60	56	CPFij-1*50MW
55	132	119	108	99	90	83	76	70	64	60	55	51	CPFij-0,9*50MW
60	121	110	100	91	83	77	70	65	60	55	51	48	CPFij-0,8*50MW

*Tabla 3: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). Potencia Desconectada: 300 [MW]*

Gx Bruta Total SEN [MW] Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 2)
30	246	218	195	175	157	142	128	116	104	94	85	77	CPFij-0,8*50MW
35	188	166	147	130	116	103	91	81	72	64	56	49	CPFij-0,8*50MW
40	155	136	120	106	93	83	73	64	56	49	43	37	CPFij-0,74*50MW
45	132	115	101	89	79	69	61	53	46	40	34	29	CPFij-0,68*50MW
50	115	101	89	78	69	60	53	46	40	34	29	25	CPFij-0,62*50MW
55	104	91	80	71	62	55	48	42	36	32	27	23	CPFij-0,55*50MW
60	96	85	75	66	58	52	45	40	35	30	26	22	CPFij-0,49*50MW

- Análisis Requerimientos Control de Frecuencia ante Separación del SEN en Islas Asíncronas (intervenciones en tramo Changos – Cumbre que impliquen tener solo un circuito en servicio y también para operación aislada).
  - Para este análisis se utilizaron escenarios de día y de noche en demanda alta. Para los escenarios de noche, la condición más crítica se da cuando el Norte Grande es importador y ocurre la desconexión intempestiva de la unidad U16 de la central Tocopilla (reservas de subida). Para los escenarios de día, la condición esperable es que el Norte Grande sea exportador, en cuyas circunstancias la contingencia más crítica es la desconexión de un gran consumo. Para lo anterior, se consideró la desconexión de la línea Domeyko-Laguna Seca 220 kV, que resulta en la pérdida de alrededor de 100 [MW] de consumos en la SE Laguna Seca (reservas de bajada).
  - En los escenarios se analizaron distintos montos de transferencia por el tramo Changos-Cumbre 500 kV. Para transferencias de Cumbre a Changos del orden de 150 [MW] es posible evitar la activación del EDAC-BF ante la pérdida del enlace, siempre y cuando se cuente con una reserva de CPF distribuida en alrededor de 8 unidades<sup>4</sup>. En caso de contingencias post pérdida del enlace, se hicieron diversos análisis y se concluyó lo siguiente:
    - En el caso de noche se deben mantener reservas distribuidas para, en caso de pérdida de la interconexión y la posterior desconexión de la unidad de mayor despacho, reducir el monto de demanda desconectado por operación del EDAC-BF y evitar problemas de sobretensiones y excursiones excesivas de la frecuencia. Se recomienda considerar una potencia máxima de despacho del parque generador disponible de 250 [MW] lo que además permite contar con una mayor reserva de subida.
    - Para el caso de día, las reservas requeridas de bajada están determinadas por las transferencias desde Changos hacia Cumbre. Para 150 [MW] y 75 [MW] de transferencias, se requieren reservas de -235 [MW] y -156 [MW], respectivamente. Estas reservas permiten afrontar contingencias de consumos luego de la pérdida del enlace.
  - Para el caso de los requerimientos de reservas ante contingencias en Centro Sur, fueron empleados los resultados del ECFyDR 2023 parte 1 para determinar los montos ante distintos valores de generación brutal total e inercia total del Centro Sur del SEN.
  - Para las reservas de CSF y CTF fue empleada una proporción 30/70% como criterio, para las zonas Norte Grande/Centro Sur con respecto a los totales por bloque resultantes del ECFyDR2023 parte 1.

---

<sup>4</sup> En este caso corresponden a las 2 unidades de la central Angamos, las 2 unidades de la central Cochrane, la central CTM3, la unidad U16 de la central Tocopilla y las unidades TG1 y TG2 de la central Kelar.

Tabla 4: Reservas CPF para variaciones instantáneas de la demanda neta ante riesgo separación del SEN

RCPF Variaciones Instantáneas Demanda Neta [MW]	NORTE GRANDE	CENTRO SUR
+/-47	30%	70%
+/-47	+/-14,1	+/-32,9

Tabla 5: Reservas CSF y CTF ante riesgo separación del SEN

Tipo Reserva	Bloque Horario	Reservas para CSF y CTF NORTE GRANDE				Reservas para CSF y CTF CENTRO SUR				
		Estacionalidad Otoño-Invierno				Estacionalidad Otoño-Invierno				
		Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral		
		RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]	
CSF y CTF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-46,5 46,5	-55,5 40,2	-39 39	-73,5 50,4	-108,5 108,5	-129,5 93,8	-91 91	-171,5 117,6	
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-47,7 47,7	-24 7,2	-44,7 44,7	-28,8 20,4	-111,3 111,3	-56 86,8	-104,3 104,3	-67,2 47,6	
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-78,9 50,1	-114,3 79,8	-79,2 46,2	-83,4 129,9	-184,1 116,9	-266,7 186,2	-184,8 107,8	-194,6 303,1	
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-52,8 52,8	-61,5 65,7	-63,6 63,6	-69,3 39,3	-123,2 123,2	-143,5 153,3	-148,4 148,4	-161,7 91,7	
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-54,6 78,6	-110,1 118,8	-56,4 79,2	-106,2 128,1	-127,4 183,4	-256,9 277,2	-131,6 184,8	-247,8 298,9	
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-50,7 61,8	-62,4 38,4	-46,8 62,1	-53,7 32,7	-118,3 144,2	-145,6 89,6	-109,2 144,9	-125,3 76,3	
	CSF y CTF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	Estacionalidad Primavera - Verano				Estacionalidad Primavera - Verano			
			Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
			RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]
			-51,3 51,3	-52,5 27,6	-45 45	-49,5 36,3	-119,7 119,7	-122,5 64,4	-105 105	-115,5 84,7
		Bloque 2: 02:00 - 06:59	-46,8 46,8	-14,1 0	-38,4 38,4	-29,1 2,4	-109,2 109,2	-32,9 49	-89,6 89,6	-67,9 75,6
			Bloque 3: 07:00 - 09:59	-80,1 50,1	-76,8 96,6	-77,1 48	-98,1 132	-186,9 116,9	-179,2 225,4	-179,9 112
Bloque 4: 10:00 - 16:59		-48,6 48,6	-70,8 63	-49,5 49,5	-96 54,9	-113,4 113,4	-165,2 147	-115,5 115,5	-224 128,1	
		Bloque 5: 17:00 - 19:59	-52,5 79,2	-115,2 90,3	-51,9 78,3	-109,8 123,6	-122,5 184,8	-268,8 210,7	-121,1 182,7	-256,2 288,4
Bloque 6: 20:00 - 21:59		-59,1 59,1	-65,4 60,3	-34,8 56,7	-105,3 51,6	-137,9 137,9	-152,6 140,7	-81,2 132,3	-245,7 120,4	

## 1.2 Actualización de Reservas para Control Primario, Secundario y Terciario de Frecuencia

Tras la actualización de los registros de base para los análisis estadísticos se determinaron los siguientes montos:

- En el caso del requerimiento de CPF asociado a las fluctuaciones instantáneas de la demanda neta, el monto de reserva de potencia para contener el 95% de las desviaciones de la demanda neta es de  $\pm 49,0$  MW ( $\mu \pm 1,96\sigma$ ).
- En el caso del CSF y CTF, se obtuvieron los siguientes resultados:

*Tabla 6: Resumen de los requerimientos para el CSF y el CTF*

<b>Resumen Requerimientos para CSF y CTF</b>				
<b>Estacionalidad Otoño-Invierno</b>				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
<b>Bloque 1:</b> 22:00 - 01:59	-155 / +155	-177 / +186	-130 / +130	-258 / +226
<b>Bloque 2:</b> 02:00 - 06:59	-159 / +159	-121 / +118	-149 / +149	-115 / +111
<b>Bloque 3:</b> 07:00 - 09:59	-285 / +183	-357 / +299	-289 / +175	-233 / +483
<b>Bloque 4:</b> 10:00 - 15:59	-176 / +176	-242 / +235	-212 / +212	-237 / +143
<b>Bloque 5:</b> 16:00 - 18:59	-185 / +285	-398 / +337	-188 / +287	-447 / +329
<b>Bloque 6:</b> 19:00 - 21:59	-169 / +265	-211 / +88	-156 / +250	-264 / +96

<b>Estacionalidad Primavera - Verano</b>				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
<b>Bloque 1:</b> 22:00 - 01:59	-171 / +171	-188 / +105	-150 / +150	-193 / +150
<b>Bloque 2:</b> 02:00 - 06:59	-156 / +156	-55 / +79	-128 / +128	-91 / +79
<b>Bloque 3:</b> 07:00 - 09:59	-283 / +187	-236 / +372	-281 / +176	-282 / +500
<b>Bloque 4:</b> 10:00 - 16:59	-162 / +162	-271 / +212	-169 / +165	-349 / +246
<b>Bloque 5:</b> 17:00 - 19:59	-193 / +286	-405 / +306	-189 / +283	-425 / +395
<b>Bloque 6:</b> 20:00 - 21:59	-197 / +228	-240 / +155	-116 / +229	-344 / +97

### 1.3 Requerimientos de rampas de toma de carga

Empleando los registros de la operación real han sido determinados los requerimientos de rampas de toma de carga para los rangos temporales de 1, 5 y 15 minutos. Tales requerimientos se resumen en las siguientes tablas:

Tabla 7: Requerimientos de Rampas de 1 minuto

Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/min]	[MW/min]	[MW/min]	[MW/min]
Requerimiento de rampa de 1 minuto	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-60	42	-51	35
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-51	51	-49	42
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-84	63	-81	62
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-71	65	-68	63
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-60	81	-63	81
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-42	62	-51	60
Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/min]	[MW/min]	[MW/min]	[MW/min]
Requerimiento de rampa de 1 minuto	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-60	44	-52	35
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-52	48	-50	39
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-83	54	-81	54
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-62	57	-62	53
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-65	83	-68	80
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-52	66	-37	57

Tabla 8: Requerimientos de Rampas de 5 minutos

Estacionalidad Otoño-Invierno			
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral	Día No Laboral

		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/5min]	[MW/5min]	[MW/5min]	[MW/5min]
<b>Requerimiento de rampa de 5 minutos</b>	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-138	88	-121	52
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-99	138	-97	83
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-285	152	-289	162
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-159	154	-155	153
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-138	285	-141	287
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-97	265	-108	250
<b>Estacionalidad Primavera - Verano</b>					
<b>Tipo</b>	<b>Bloque Horario</b>	<b>Día Laboral</b>		<b>Día No Laboral</b>	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/5min]	[MW/5min]	[MW/5min]	[MW/5min]
<b>Requerimiento de rampa de 5 minutos</b>	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-113	93	-101	51
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-93	108	-83	60
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-283	140	-281	145
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-143	133	-169	138
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-154	286	-150	283
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-84	228	-78	229

Tabla 9: Requerimientos de Rampas de 15 minutos

Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/15min]	[MW/15min]	[MW/15min]	[MW/15min]
Requerimiento de rampa de 15 minutos	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-339	203	-297	66
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-200	328	-209	139
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-775	360	-769	240
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-276	253	-264	254
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-116	759	-99	767
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-214	721	-267	596
Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/15min]	[MW/15min]	[MW/15min]	[MW/15min]
Requerimiento de rampa de 15 minutos	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-233	197	-241	108
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-162	264	-153	108
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-753	300	-767	192
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-274	199	-283	240
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-227	767	-136	750
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-151	660	-120	686

Es importante notar que las rampas máximas fueron determinadas considerando un intervalo de confianza de 99.5%

## **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 segunda parte del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, correspondiente al año 2023, considerando las categorías de servicios complementarios (SSCC) establecidas en la Resolución de 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 para el año 2023 cuyos montos para condiciones normales de operación, fueron determinados en la primera entrega del ECFyDR parte 1. En este contexto, esta versión se enfoca en condiciones particulares de operación no abordadas en la versión anterior. Para efectos de la publicación del Informe de SSCC, se proporcionan los principales aspectos metodológicos, supuestos y resultados respecto de los requerimientos de reserva. Estos análisis consideran además la verificación del cumplimiento de las exigencias normativas a través de simulaciones dinámicas del comportamiento del SEN ante las contingencias simples de generación más exigentes previstas, en escenarios de operación de alta y baja demanda más desfavorables. Adicionalmente, y conforme a lo establecido en el artículo 3-4 se actualizó la estadística de registros utilizada para el dimensionamiento de los requerimientos de CSF y CTF.

### **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 Título 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 NT 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. Esta versión del estudio no contempla dentro de sus alcances los análisis correspondientes al SC de Cargas interrumpibles (CI).

Finalmente, el Título 3-4 de la NT 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°442, 2020 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].
  - 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].

- c. **Control Secundario de Frecuencia (CSF):** 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 (CTF):** 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 establecen 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 puede 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  $\pm 10\%$  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 Coordinador 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  $\pm 0,02\%$  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 con 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 Multitarea, deberán disponer de los equipamientos necesarios para su adecuada provisión, de acuerdo con 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			
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
(mayor que)	(menor o igual que)				
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

Límite Inferior	Límite Superior	Tiempo Mínimo de Operación			
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 con 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,  $\pm 25$  [mHz].
  - c) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
  - d) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI.

Para la operación en isla, las unidades generadoras deberán permitir el cambio de ajustes de parámetros, al menos manualmente, a valores previamente definidos por el Coordinador.

- e) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

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 de 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  $\pm 200$  [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 integradas 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 Multitarea 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 Multitarea 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 consideró la misma Base de Datos en DigSILENT Powerfactory que en la primera entrega. Por lo tanto, el detalle de los proyectos incluidos se encuentra disponible en el Informe Final ECFyDR parte 1<sup>5</sup>, el cual se encuentra publicado en la página web del Coordinador. Cabe señalar que en esta segunda entrega, previendo la posibilidad de nuevos antecedentes, se incluyen análisis para condiciones más exigentes a las previstas para efectos del Control de Frecuencia.

---

<sup>5</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/06/Estudio-CFyDR-2023-Parte-1-Informe-Final.pdf>

### 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 2024 y el 31 de diciembre de 2024.

### 3.4 Escenarios Base

Los escenarios de operación corresponden a los utilizados también en la primera entrega del estudio y cuyo detalle se muestra en el punto 3.4 del ECFyDR parte 1 Informe Final. A continuación, en la Tabla 10 se muestra el resumen de todos los escenarios analizados elaborados en la BD DiGSILENT Power Factory del SEN:

Tabla 10. Resumen Escenarios ECFyDR 2023 parte 1.

Caso	Día	Hora	Generación Bruta Total SEN [MW]	Inercia Total [GVAs]	Generación Total ERV [MW]	% ERV	Capacidad Total [MVA]	Inercia [s]
Caso 1.1	07-04-2024 HM	9	6527,0	30,9	3199,6	49%	8292,7	3,72
Caso 1.2	22-01-2024	9	9219,8	30,1	5332,9	58%	8268,5	3,64
Caso 1.3	22-01-2024	17	10762,5	29,4	7014,9	65%	8033,7	3,66
Caso 2.1	07-04-2024 HM	19	7429,5	35,4	2754,2	37%	9378,2	3,77
Caso 2.2	09-12-2024	8-9	9246,8	34,9	4879,2	53%	9379,7	3,72
Caso 2.3	04-03-2024	16	12114,4	34,7	8763,5	72%	8870,5	3,91
Caso 3.1	09-12-2024	5	8770,0	40,7	1204,0	14%	11066,0	3,67
Caso 3.2	22-01-2024	21	10047,4	41,6	2921,8	29%	11232,0	3,70
Caso 4.1	22-01-2024	1	9090,8	44,0	1685,0	19%	11549,4	3,81
Caso 4.2	26-06-2024	12	11315,0	46,2	5164,4	46%	11413,7	4,05
Caso 5.1	26-06-2024	6-7	9080,4	50,5	585,5	6%	12578,8	4,02
Caso 5.2	09-12-2024	22	11315,0	50,8	1793,0	16%	13060,0	3,89
Caso 6.1	26-06-2024	24	10423,0	59,8	570,9	5%	14381,3	4,16
Caso 6.2	04-03-2024	22-23	12004,0	59,5	2202,0	18%	14359,9	4,15

El detalle de los despachos se adjunta como parte de los anexos de la primera versión de este estudio<sup>6</sup>.

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

<sup>6</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/06/Estudio-CFyDR-2023-Parte-1-Informe-Final-ANEXOS.pdf>

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. No obstante, los resultados globales de las simulaciones a nivel SEN van a permitir establecer las tendencias de los requerimientos iniciales y permanentes ante variación de los parámetros inercia y generación bruta total del SEN, esta última como una aproximación del nivel de demanda.

### **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 julio de 2022 y junio de 2023, con resolución de 10 segundos.
  - b. Registros de generación horaria real y programada del período comprendido entre julio de 2022 y junio de 2023.
- b) Vigentes:
  - a. Esquema de EDAC vigente.
  - b. Base de datos (BD) Power Factory DlgSILENT del SEN.
- c) Previstos: Predicción de la demanda del año 2024 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 2023.

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], en conformidad a la propuesta establecida en el Estudio de EDAC vigente <sup>7</sup>.

#### **3.5.1 Modelo de Carga**

El modelo de carga utilizado corresponde a la BD DlgSILENT oficial del SEN elaborada por el Coordinador. Las cargas del Norte Grande están modeladas como 70% potencia constante y 30% impedancia constante, por lo tanto, tienen cierta dependencia del voltaje, pero no de la frecuencia. Para el resto del Sistema se tienen modelos para cargas industriales y residenciales de carácter dinámico (dependientes de la frecuencia y tensión) en base a parámetros de la literatura<sup>8</sup>, los cuales fueron corroborados mediante estudios y ensayos concluidos durante el 2012.

---

<sup>7</sup> <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-edac/2020-estudio-de-edac/>

<sup>8</sup> Power Systems Stability and Control (Kundur, 1994).

Las ecuaciones y parámetros que modelan el comportamiento dinámico de la carga son las siguientes<sup>9</sup>:

$$P = P_n \left( \frac{V}{V_n} \right)^{k_{pv}} (1 + k_{pf} \Delta f)$$

$$Q = Q_n \left( \frac{V}{V_n} \right)^{k_{qv}} (1 + k_{qf} \Delta f)$$

Para cargas I (Centro Sur)  $k_{pf} = 2.6$  y  $k_{qf} = 1.6$ ;  $k_{pv} = 0.18$  y  $k_{qv} = 0.6$

Para cargas R (centro Sur)  $k_{pf} = 0.9$  y  $k_{qf} = -2$ ;  $k_{pv} = 1.3$  y  $k_{qv} = 3$

RANGES OF MODEL PARAMETERS OF RESIDENTIAL LOAD IN NORTH AMERICA

Heating	Season	$k_{pv}$	$k_{qv}$	$k_{pf}$	$k_{qf}$
Electric	Summer	0.9-1.3	2.4-2.7	0.7-0.9	-2.3-(-2.1)
	Winter	1.5-1.7	2.5-2.6	0.9-1.0	-1.8-(-1.5)
Non-electric	Summer	1.1-1.4	2.5-2.9	0.7-0.9	-2.3-(-2.0)
	Winter	1.5-1.6	2.8-3.1	0.7-0.9	-1.9-(-1.6)

EXAMPLES OF INDUSTRIAL LOAD CLASS MODEL PARAMETERS

Season/type of industry	$k_{pv}$	$k_{qv}$	$k_{pf}$	$k_{qf}$
Summer	0.84	9.40	0.39	7.47
Winter	1.17	11.95	0.42	3.09
-	0.1	0.6	2.6	1.6
Primarily aluminium	1.8	2.2	-0.3	0.6
-	0.18	6	2.6	1.6

Cabe señalar que, en las simulaciones se observa una reducción de carga ante contingencias de generación, la cual se debe a tanto su dependencia de la tensión como la frecuencia. Se aprecia una reducción inicial que tiene incidencia en los requerimientos iniciales para CPF y que, posteriormente dicha reducción llega a un establecimiento permanente que, a su vez, incide en los requerimientos permanentes de CPF. Este último se conoce como al amortiguamiento de la carga o “damping”. Esto puede apreciarse en la Figura 1, donde se muestra la respuesta de la carga total del SEN ante contingencias de generación para distintos casos analizados.

<sup>9</sup> Recommended Parameter Values and Ranges of Most Frequently Used Static Load Models, IEEE Transactions on Power Systems · May 2018

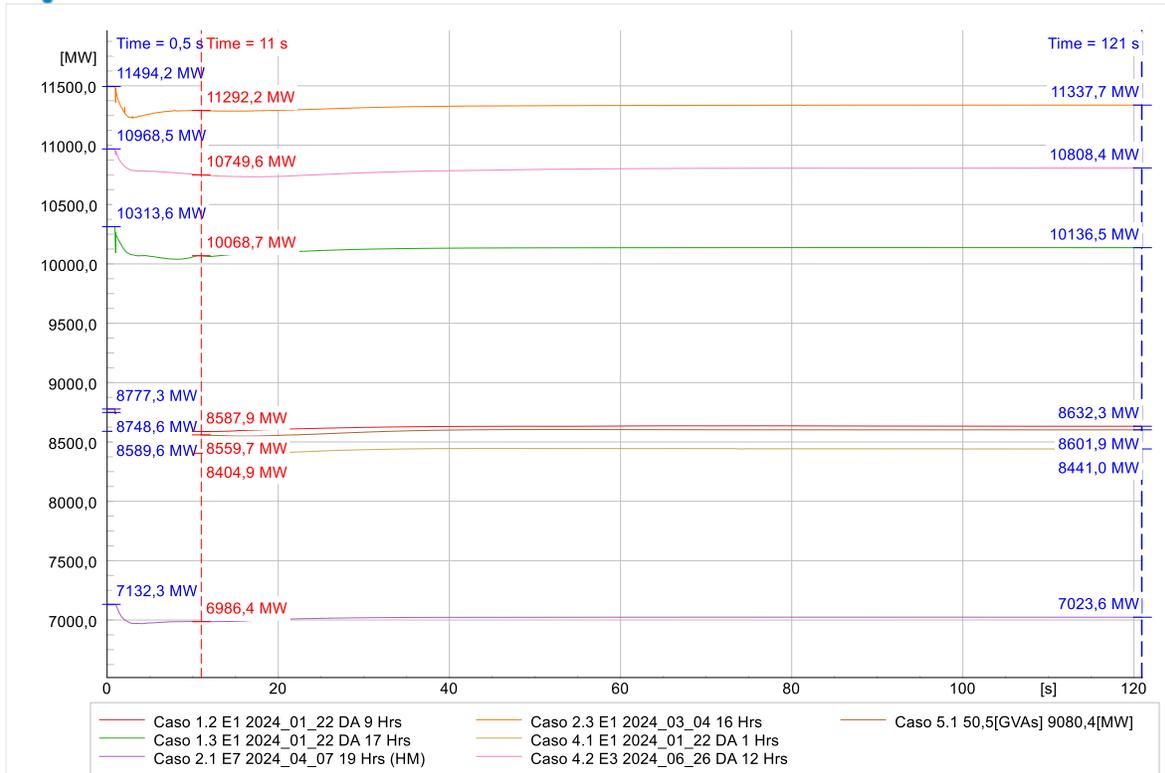


Figura 1: Respuesta Carga Total del SEN para Distintos Casos. Contingencias de Generación.

## **4 DESARROLLO**

### **4.1 Reservas CPF ante Fluctuaciones Instantáneas, CSF y CTF**

#### **4.1.1 Reservas para CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta**

##### **4.1.1.1 Metodología**

La NT SSCC establece que, para una condición normal de operación y con el objetivo de mantener la frecuencia del sistema dentro de los rangos permitidos en la NT SyCS, se debe determinar el nivel de reserva para compensar las fluctuaciones instantáneas de la Demanda Neta del sistema eléctrico.

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 suelen ser 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, como es 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 parques solares del tipo fotovoltaico. 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 esta generación ERV.

Para efectos de considerar la variabilidad de la demanda y la generación ERV, es que se realiza un análisis sobre la Demanda Neta del SEN, lo que equivale a la demanda total del sistema descontando la generación con energías renovables que emplean recursos primarios variables.

Estadísticamente, para poder rescatar desde los registros de datos de la demanda la componente asociada a las fluctuaciones instantáneas 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, obtenidos con una tasa de muestreo de 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 considerando cubrir un 95% de estas fluctuaciones, intervalo de confianza que cumple con lo establecido en el artículo 3-13 de la NT SSCC. Estas reservas están dadas por la siguiente expresión, considerando que los anteriores desvíos presentan una distribución similar a una distribución normal.

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

Donde:

$RCPF_{FI}^{(-)}$  = Reserva para CPF para fluctuaciones instantáneas de bajada, es decir, para fenómenos de sobrefrecuencia.

$RCPF_{FI}^{(+)}$  = Reserva para CPF para fluctuaciones instantáneas de subida, para fenómenos de subfrecuencia

$FI_{Media}$  = Valor medio de las fluctuaciones instantáneas.

$\sigma_{FI}$  = Desviación estándar de las fluctuaciones instantáneas.

#### 4.1.1.2 Resultados

Para los análisis se emplearon registros de la operación real del SEN, con resolución de 10 segundos, en el periodo comprendido entre julio de 2022 y junio de 2023.

En la siguiente Figura 2 se grafica el histograma con la distribución de los desvíos de la demanda neta del SEN y las desviaciones estándar horarias de dichas fluctuaciones.

### Fluctuaciones Instantáneas

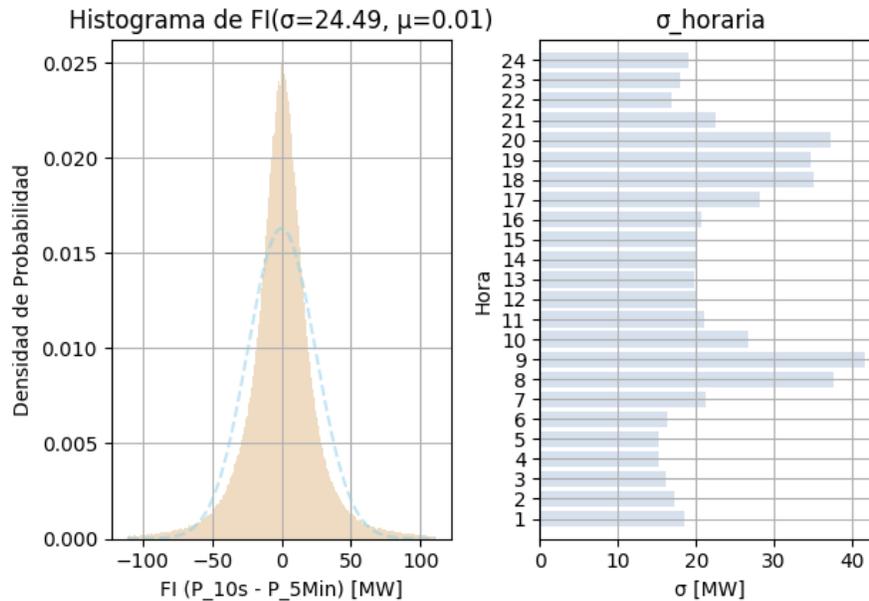


Figura 2: Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de las fluctuaciones instantáneas.

De los registros de los desvíos se tiene que, el valor medio de las fluctuaciones es prácticamente nulo y su desviación estándar es 24.5 MW. Su distribución se asemeja a una distribución normal de parámetros valor medio de 0.0 MW y desviación estándar de 24.5 MW, mostrado en el gráfico con líneas punteadas de color azul.

En consecuencia, el monto de reserva de potencia requerido para contener al menos el 95% de las desviaciones de la demanda neta es de  $\pm 49,0$  MW ( $\mu \pm 1,96\sigma$ ). La Tabla 11 muestra el resumen de los resultados obtenidos del análisis para la determinación de la reserva de CPF para fluctuaciones de la demanda neta.

Tabla 11 Reservas para fluctuaciones instantáneas

Tipo Reserva	Registros	Ventana	$\sigma$ [MW]	Reserva [MW]
CPF (fluctuaciones instantáneas)	10 s	5 min.	24,5	$\pm 49$

#### 4.1.2 Reservas para CSF y CTF

##### 4.1.2.1 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 tanto de la demanda del sistema como de la generación con recursos variables. 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 y/o eventualmente unidades que puedan ser despachadas para cumplir con ese objetivo, en los tiempos que establece la normativa vigente.

Se considera que el CSF y el CTF deben hacerse cargo tanto de la variabilidad como de la incertidumbre de la demanda y de 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.

Las reservas de CSF y CTF son determinadas de manera conjunta tal como se establece en el Capítulo 3 de la NT SSCC. En particular acorde a la determinación de reservas mediante métodos probabilísticos que se establece en los Artículos 3-21, 3-23 y 3-28. La implementación de dicha metodología significó el desarrollo de una serie de nuevas herramientas, con objeto de poder realizar los cálculos requeridos para una gran cantidad de registros de la operación real del SEN y realizar la convolución de todas las distribuciones de probabilidades determinadas para cada factor de influencia. Para mayor detalle, a continuación, se describe la metodología que se emplea para determinar los requerimientos de reserva para CSF y CTF.

#### **4.1.2.2 Metodología**

Las reservas para CSF y CTF son determinadas de forma conjunta, a través de la convolución de las funciones de probabilidad de los factores de influencia, siendo estos, aquellos que impliquen el requerimiento de reservas tanto de control secundario como de control terciario de frecuencia. Los factores de influencia considerados corresponden a la variación de la demanda y la variación de la generación que emplea recursos energéticos variables.

Las reservas para CSF permitirán cubrir las máximas variaciones intrahorarias de los factores de influencia, las que se activan a través del AGC.

Las reservas para CTF cubrirán los mayores errores estadísticos de la previsión de los factores de influencia. Asimismo, tienen como objetivo restablecer las reservas de CSF y, en caso de contingencias, restablecer la frecuencia posicionándola dentro de la banda de actuación del AGC.

#### 4.1.2.2.1 Metodología determinación de requerimiento de CSF

Se establece en el artículo 3-27 de la NTSSCC que, la reserva para CSF debe ser determinada en base a la mayor variación intrahoraria de la Demanda Neta, a su vez que esta reserva no debe ser inferior al requerimiento de reserva con que debe disponer el AGC.

Por otra parte, en el artículo 3-29 de la NT SSCC se especifica la determinación del requerimiento de tasas o rampas que se asocian a las variaciones de la demanda neta, por lo cual se debe disponer de reserva para CSF que permita afrontar estas variaciones.

La siguiente figura muestra el proceso adoptado para la determinación de la reserva para CSF.

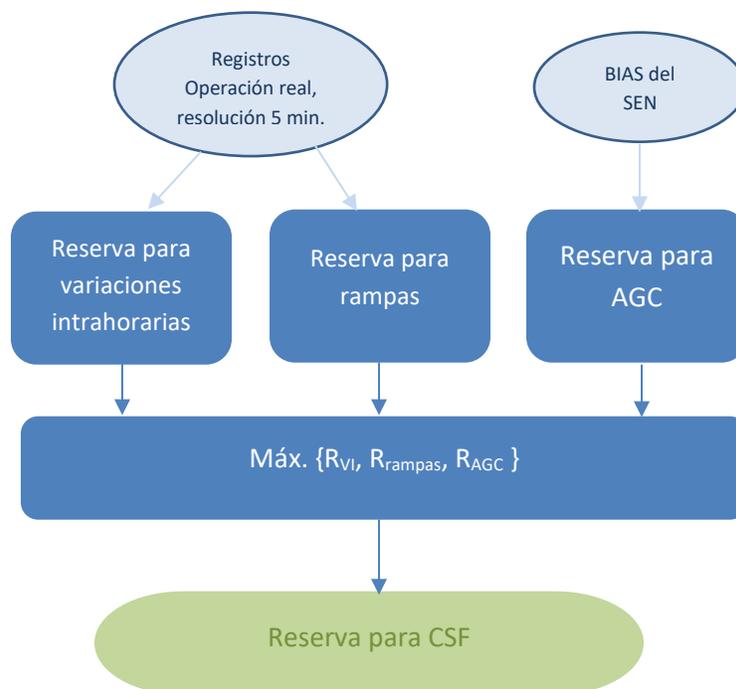


Figura 3: Metodología para la determinación de la reserva para CSF

##### 4.1.2.2.1.1 *Determinación de reservas para variaciones intrahorarias*

Para cada factor de influencia, esto es, demanda del sistema, generación eólica y solar, son determinadas sus variaciones intrahorarias, como las desviaciones entre sus valores medios de 5 minutos con respecto al valor medio de 15 minutos, tiempos acordes a lo establecido en la Resolución de SSCC para el SC de CSF.

Dado que el CSF opera a través del AGC, éste 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 ( $4\sigma$ ).

Se determina la función de distribución de probabilidad de las variaciones intrahorarias como la

convolución de las funciones de distribución de probabilidades de los factores de influencia, como se muestra a continuación.

$$fd_{VI} = fd_{VI\_Demanda} * fd_{VI\_GxSolar} * fd_{VI\_GxEólica}$$

Donde

- $fd_{VI}$  = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias.
- $fd_{VI\_Demanda}$  = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias del factor de influencia asociado a la demanda
- $fd_{VI\_GxSolar}$  = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias del factor de influencia asociado a la generación con recurso solar
- $fd_{VI\_GxEólica}$  = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias del factor de influencia asociado a la generación con recurso eólico

El monto de la reserva de potencia para compensar las variaciones intrahorarias se determina considerando cubrir el 95% de la función de distribución de probabilidad calculada. En efecto, la reserva de bajada  $R_{VI}^{(-)}$  y de subida  $R_{VI}^{(+)}$  están determinadas por los percentiles P2.5 y P97.5, respectivamente.

#### 4.1.2.2.1.2 *Determinación de la reserva para AGC*

El requerimiento de reserva para el AGC es calculado como el producto del BIAS con el que es parametrizado su acción de control y la máxima excursión admisible de frecuencia en conformidad a lo establecido en la NT SyCS, para una condición de operación normal.

$$R_{AGC} = BIAS \cdot \Delta F_{Op\_Normal}$$

#### 4.1.2.2.1.3 *Determinación de reservas para rampas*

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 y de la generación con recursos variables, que son de naturaleza intrahoraria. Debido a las características de estas variaciones, no son abordadas por el CPF ni tampoco por la programación del día anterior.

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.

El CSF cuya acción es proporcionada través del AGC debe disponer de la reserva de potencia activa, tal que, permita afrontar las rampas de subida y bajada de la demanda neta del sistema. Considerando que la acción del AGC debe cumplir con el tiempo de activación de 5 minutos,

establecido en el Informe de Servicios Complementarios, las rampas son calculadas en este rango de tiempo.

Las rampas de 5 minutos son determinadas como las diferencias de los valores medios consecutivos de 5 minutos de la demanda neta, mientras que el requerimiento de potencia está determinado como aquellos mayores valores estadístico de las rampas de subida (valores positivos) y bajada (valores negativos).

#### 4.1.2.2.2 Metodología determinación de requerimiento de CTF

Los requerimientos de reservas para el CTF fueron determinados según lo establecido en el artículo 3-28 de la NT SSCC, que indica que esta reserva debe ser obtenida de la diferencia entre la reserva total y la reserva para CSF.

La reserva total corresponde a la obtenida a través de la convolución de las distribuciones de probabilidad de los factores de influencia que impliquen mantener reservas tanto de CSF como de CTF. Para efectos de estos cálculos se han considerados los factores de influencia: demanda del SEN y generación de centrales con recurso primario variable, específicamente eólicas y solares.

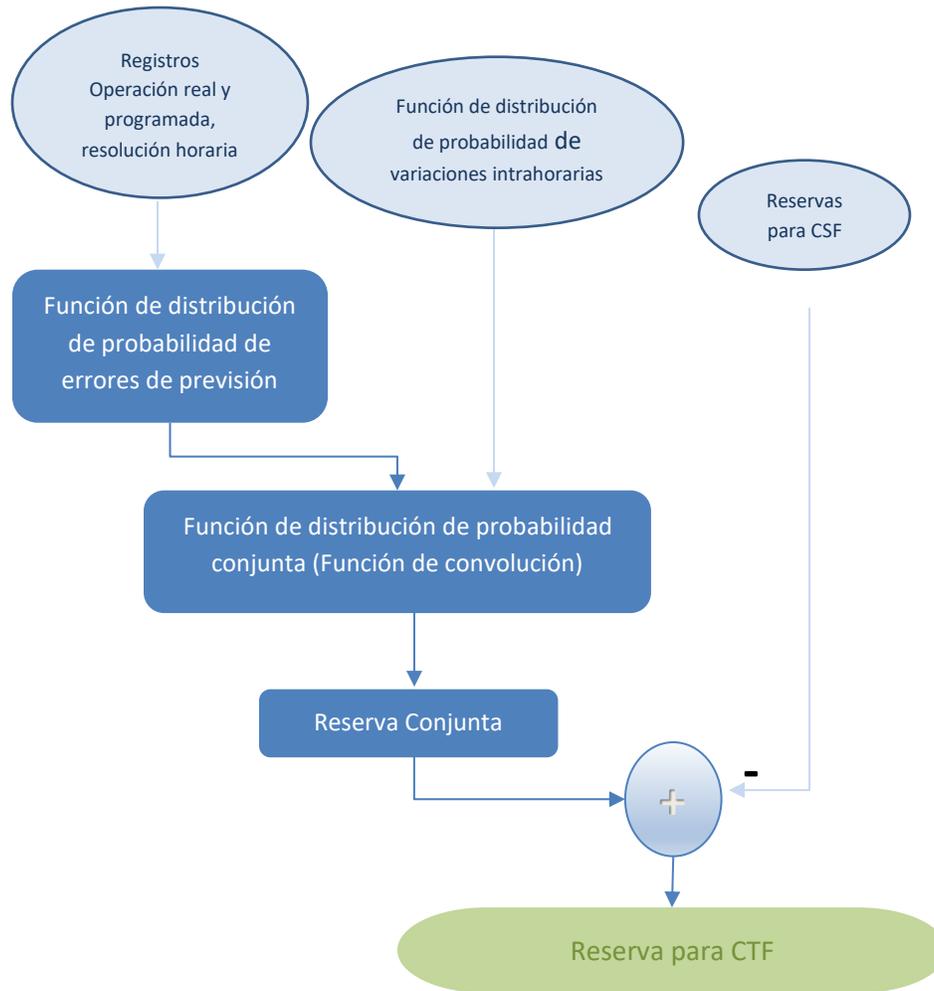


Figura 4: Metodología para la determinación de la reserva para CTF

#### 4.1.2.2.1 Determinación de función de distribución de probabilidad de los errores de previsión

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.

Al igual que los errores de previsión de la demanda, surgen diferencias entre la operación programada y la operación real de las centrales que emplean recurso primario variable, siendo de importancia las unidades solares del tipo fotovoltaicas y eólicas.

Para efectos de los análisis de los errores de previsión se consideran los registros de la operación real y programada, de los factores de influencia de la demanda, generación solar y generación eólica. 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.

Estos errores de previsión son calculados con las siguientes expresiones.

#### **Error de previsión de la demanda**

$$EP_{D_h} = (GReal_h - GReal_{h-1}) - (GProg_h - GProg_{h-1})$$

#### **Error de previsión de la generación solar**

$$EP_{GSolar_h} = (GSolarReal_h - GSolarReal_{h-1}) - (GSolarProg_h - GSolarProg_{h-1})$$

#### **Error de previsión de la generación eólica**

$$EP_{GxEólica_h} = (GEólicaReal_h - GEólicaReal_{h-1}) - (GEólicaProg_h - GEólicaProg_{h-1})$$

Donde,

- h: índice de notación de hora "h" con h=1,2, ...,8760.
- GReal<sub>h</sub>: Demanda neta real del SEN en hora "h", en [MW].
- GProg<sub>h</sub>: Demanda neta programada del SEN en hora "h", en [MW].
- EP<sub>D<sub>h</sub></sub>: error de previsión incremental de generación en hora "h", en [MW].
- GSolaReal<sub>h</sub>: Generación solar real del SEN en hora "h", en [MW].
- GSolarProg<sub>h</sub>: Generación solar programada del SEN en hora "h", en [MW].
- EP<sub>GSolar<sub>h</sub></sub>: error de previsión incremental de generación solar en hora "h", en [MW].
- GEólicaReal<sub>h</sub>: Generación solar real del SEN en hora "h", en [MW].
- GEólicaProg<sub>h</sub>: Generación solar programada del SEN en hora "h", en [MW].
- EP<sub>GEólica<sub>h</sub></sub>: error de previsión incremental de generación solar en hora "h", en [MW].

La función de distribución de probabilidad de los errores de previsión se obtiene a partir de la convolución de las funciones de distribución de probabilidad de los errores de previsión de los distintos factores de influencia considerados, como se muestra a continuación.

$$fd_{EP} = fd_{EP\_Demanda} * fd_{EP\_GxSolar} * fd_{EP\_GxEólica}$$

Donde,

- $fd_{EP}$  = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión.
- $fd_{EP\_Demanda}$  = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión del factor de influencia asociado a la demanda
- $fd_{EP\_GxSolar}$  = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión del factor de influencia asociado a la generación con recurso solar
- $fd_{EP\_GxEólica}$  = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión del factor de influencia asociado a la generación con recurso eólico

#### 4.1.2.2.2.2 Determinación reserva conjunta (CSF y CTF)

Como se establece en la NT SSCC, la reserva para CSF y CTF debe ser determinada en forma conjunta de manera que se cubran los requerimientos asociados a la variabilidad e incertidumbre. Para tales efectos, se determina la función de distribución conjunta a través de la convolución de las funciones de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias y los errores de previsión, tal como se muestra en la siguiente fórmula.

$$fd_C = fd_{EP} * fd_{VI}$$

Donde,

- $fd_C$  = función de distribución de probabilidades conjunta.
- $fd_{EP}$  = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión.
- $fd_{VI}$  = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias

El monto de la reserva conjunta, para CSF y CTF, se calcula considerando cubrir el 95% de la función de distribución de probabilidad conjunta.

#### 4.1.2.2.2.3 Determinación de las reservas para CTF

Las reservas para CTF se determinan como la diferencia de las reservas conjuntas y las reservas para CSF.

$$R_{CTF} = R_{Conjunta} - R_{CSF}$$

Donde

- $R_{CTF}$  = Reserva de potencia activa para CTF.
- $R_{Conjunta}$  = Reserva de potencia activa conjunta para CSF y CTF.

$R_{CSF}$  = Reserva de potencia activa conjunta para CSF.

#### 4.1.2.2.3 Metodología para Requerimiento de Rampas

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 3 ventanas de tiempo, siendo estas, de 1, 5 y 15 minutos, tiempos consignados en la NT SSCC.

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%.

#### 4.1.2.3 **Resultados**

##### 4.1.2.3.1 Categorías para la Determinación de las Reservas

La NT SSCC establece que los requerimientos de reserva para CSF y CTF deben ser determinados para diferentes categorías, entre las cuales, se consideran estacionalidad, tipo de día y bloques horarios. Estas categorías deben ser definidas con el objetivo de recoger patrones de comportamiento de la variabilidad y la incertidumbre, tanto de la demanda como de la generación con recurso primario variable. Estas categorías se muestran en la siguiente tabla:

*Tabla 12: Bloques horarios.*

Estaciones Otoño - Invierno		Estaciones Primavera - Verano	
Bloques Horarios		Bloques Horarios	
Bloque 1	22 :00 - 01:59	Bloque 1	22 :00 - 01:59
Bloque 2	02 :00 - 06:59	Bloque 2	02 :00 - 06:59
Bloque 3	07:00 - 09:59	Bloque 3	07:00 - 09:59
Bloque 4	10:00 - 15:59	Bloque 4	10:00 - 16:59
Bloque 5	16:00 - 18:59	Bloque 5	17:00 - 19:59
Bloque 6	19:00 - 21:59	Bloque 6	20:00 - 21:59

##### 4.1.2.3.2 Reservas para CSF

Las reservas para el CSF deben compensar los requerimientos de variaciones intrahorarias, reservas para AGC y rampas de la demanda neta. A continuación, se muestran los principales resultados de estos requerimientos.

- a) Reservas para variaciones intrahorarias

Las variaciones intrahorarias han sido determinada empleando los registros de la operación real del SEN para el periodo comprendido entre el 01 de julio de 2022 y el 30 de junio 2023, con resolución de 5 minutos.

Las reservas necesarias para compensar las variaciones intrahorarias para las distintas categorías, se resumen en las siguientes tablas.

*Tabla 13: Reservas para variaciones intrahorarias en estaciones otoño - invierno.*

Estación Otoño - Invierno									
Tipo	Registros	Ventana	Hora	Bloque Horario		Reserva (-) [MW]	Reserva (+) [MW]	Reserva (-) [MW]	Reserva (+) [MW]
Variaciones Intrahorarias (VI)	5 min.	15 min.	22	Bloque 1	22 :00 - 01:59	-73	68	-70	65
			23						
			0						
			1	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-75	68	-48	43
			2						
			3						
			4						
			5	Bloque 3	07:00 - 09:59	-188	183	-179	175
			6						
			7						
			8	Bloque 4	10:00 - 15:59	-79	75	-77	74
			9						
			10						
			11						
			12	Bloque 5	16:00 - 18:59	-185	183	-188	185
			13						
			14						
			15	Bloque 6	19:00 - 21:59	-64	60	-65	60
16									
17									
18									
19									
20									
21									

*Tabla 14: Reservas para variaciones intrahorarias en estaciones primavera - verano.*

Estación Primavera - Verano									
Tipo	Registros	Ventana	Hora	Bloque Horario		Reserva (-) [MW]	Reserva (+) [MW]	Reserva (-) [MW]	Reserva (+) [MW]
Variaciones Intrahorarias (VI)	5 min.	15 min.	22	Bloque 1	22 :00 - 01:59	-68	64	-62	57
			23						
			0						
			1	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-52	47	-41	36
			2						
			3						
			4						
			5	Bloque 3	07:00 - 09:59	-191	187	-181	176
6									
7									
8									

Estación Primavera - Verano									
Tipo	Registros	Ventana	Hora	Bloque Horario		Reserva (-) [MW]	Reserva (+) [MW]	Reserva (-) [MW]	Reserva (+) [MW]
			9						
			10						
			11						
			12						
			13	Bloque 4	10:00 - 16:59	-74	69	-72	67
			14						
			15						
			16						
			17						
			18	Bloque 5	17:00 - 19:59	-193	189	-189	184
			19						
			20						
			21	Bloque 6	20:00 - 21:59	-90	82	-93	83

b) Requerimiento de reservas para AGC

Las reservas para AGC, determinadas según se indican en la NT SSCC resulta del producto entre el BIAS del sistema y la máxima excursión de la frecuencia para condiciones de operación normal, considerándose para esta última  $\pm 0.2$  Hz (artículo 5-25 de la NT SyCS).

Mediante el análisis estadístico de contingencias asociadas a pérdidas de generación que no hayan provocado la actuación de EDAC y pérdida de consumos se ha determinado la Característica de la Respuesta Natural del Sistema, que representa la respuesta combinada de los reguladores de velocidad y el amortiguamiento de la carga frente a variaciones de la frecuencia. En la práctica, un adecuado control dinámico del sistema se consigue parametrizando el BIAS del AGC lo más cercano a dicha Característica Natural.

El anterior análisis se ha realizado para las distintas categorías de estacionalidad, tipo de día y bloque horario, mostrando como resultados de las reservas asignadas al AGC lo contenido en la siguiente tabla.

Tabla 15: Reservas para AGC - estacionalidad otoño -invierno.

Tipo Reserva	Estacionalidad Otoño-Invierno		
	Bloque Horario	Día Laboral	Día No Laboral
		[MW]	[MW]
Reserva para AGC	Bloque 1: 22:00 - 01:59	$\pm 155$	$\pm 130$
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	$\pm 159$	$\pm 149$
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	$\pm 133$	$\pm 138$
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	$\pm 176$	$\pm 212$

Tipo Reserva	Estacionalidad Otoño-Invierno		
	Bloque Horario	Día Laboral	Día No Laboral
		[MW]	[MW]
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	±182	±188
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	±169	±156

Tabla 16: Reservas para AGC - estacionalidad primavera - verano.

Tipo Reserva	Estacionalidad Primavera-Verano		
	Bloque Horario	Día Laboral	Día No Laboral
		[MW]	[MW]
Reserva para AGC	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	±171	±150
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	±156	±128
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	±139	±139
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	±162	±165
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	±143	±115
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	±197	±116

c) Requerimiento de reservas para rampas

Para el cálculo de las rampas de subida y baja se emplearon registros de la operación real de la demanda neta del SEN, en el periodo entre el 01 de julio de 2022 y el 30 de junio 2023, con resolución de 5 minutos.

Las siguientes tablas muestran las reservas para rampas de 5 minutos, para las distintas categorías.

Tabla 17: Rampas de 5 minutos en estaciones otoño - invierno.

Tipo	Bloque Horario	Estacionalidad Otoño-Invierno			
		Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/5min]	Rampa de subida [MW/5min]	Rampa de bajada [MW/5min]	Rampa de subida [MW/5min]
Requerimiento de rampa de 5 minutos	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-138	88	-121	52
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-99	138	-97	83
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-285	152	-289	162

Tipo	Bloque Horario	Estacionalidad Otoño-Invierno			
		Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/5min]	Rampa de subida [MW/5min]	Rampa de bajada [MW/5min]	Rampa de subida [MW/5min]
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-159	154	-155	153
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-138	285	-141	287
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-97	265	-108	250

Tabla 18: Rampas de 5 minutos en estaciones primavera - verano.

Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/5min]	Rampa de subida [MW/5min]	Rampa de bajada [MW/5min]	Rampa de subida [MW/5min]
		Requerimiento de rampa de 5 minutos	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-113	93
Bloque 2: 02:00 - 06:59	-93		108	-83	60
Bloque 3: 07:00 - 09:59	-283		140	-281	145
Bloque 4: 10:00 - 16:59	-143		133	-169	138
Bloque 5: 17:00 - 19:59	-154		286	-150	283
Bloque 6: 20:00 - 21:59	-84		228	-78	229

d) Resumen de Reservas para CSF

Los requerimientos para el CSF, determinado como el mayor valor de los requerimientos para variaciones intrahorarias, requerimiento de reserva para AGC y rampas de subida y bajada de la demanda neta de 5 minutos, se muestra en las siguientes tablas. Estas reservas están dadas para las estacionalidades de otoño-invierno y primavera-verano.

Tabla 19: Reservas para CSF estacionalidad otoño -invierno.

Estacionalidad Otoño-Invierno			
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral	Día No Laboral
		[MW]	[MW]
CSF	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-155 / +155	-130 / +130
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-159 / +159	-149 / +149

Tipo Reserva	Estacionalidad Otoño-Invierno		
	Bloque Horario	Día Laboral	Día No Laboral
		[MW]	[MW]
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-285 / +183	-289 / +175
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-176 / +176	-212 / +212
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-185 / +285	-188 / +287
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-169 / +265	-156 / +250

Tabla 20: Reservas para CSF estacionalidad primavera - verano.

Tipo Reserva	Estacionalidad Primavera-Verano		
	Bloque Horario	Día Laboral	Día No Laboral
		[MW]	[MW]
CSF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-171 / +171	-150 / +150
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-156 / +156	-128 / +128
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-283 / +187	-281 / +176
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-162 / +162	-169 / +165
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-193 / +286	-189 / +283
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-197 / +228	-116 / +229

#### 4.1.2.3.3 Reservas para CTF

##### a) Reserva conjunta (CSF y CTF)

Para el cálculo de los errores de previsión se han empleado los registros de la operación programada y generación real para el periodo comprendido entre el 01 de julio de 2022 y el 30 de junio 2023.

La reserva conjunta para CSF y CTF, obtenidas a partir de la convolución de las funciones de distribución de probabilidades de los errores de previsión y de las variaciones intrahorarias, son mostradas en las siguientes tablas, para las diferentes categorías consideradas, esto es, estacionalidad (otoño-invierno y primavera-verano), tipo de día (laboral y no laboral) y bloques horarios.

Tabla 21: Reserva conjunta para CSF y CTF en la estacionalidad otoño-invierno.

Estación Otoño - Invierno							
Tipo	Hora	Bloque Horario		Reserva (-)	Reserva (+)	Reserva (-)	Reserva (+)
				[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Reserva Conjunta	22	Bloque 1	22 :00 - 01:59	-332	341	-388	356
	23						
	0						
	1						
	2	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-280	277	-264	260
	3						
	4						
	5						
	6	Bloque 3	07:00 - 09:59	-642	482	-522	658
	7						
	8						
	9						
	10	Bloque 4	10:00 - 15:59	-418	411	-449	355
	11						
	12						
	13						
	14						
	15						
	16	Bloque 5	16:00 - 18:59	-583	622	-635	616
	17						
	18						
19							
20	Bloque 6	19:00 - 21:59	-380	353	-420	346	
21							

Tabla 22: Reserva conjunta para CSF y CTF en la estacionalidad primavera - verano.

Estación Primavera - Verano							
Tipo	Hora	Bloque Horario		Reserva (-)	Reserva (+)	Reserva (-)	Reserva (+)
				[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Reserva Conjunta	22	Bloque 1	22 :00 - 01:59	-359	276	-343	300
	23						
	0						
	1						
	2	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-211	235	-219	205
	3						
	4						
	5						
	6	Bloque 3	07:00 - 09:59	-519	559	-563	676
	7						
	8						
	8						

Estación Primavera - Verano						
Tipo	Hora	Bloque Horario	Reserva (-)	Reserva (+)	Reserva (-)	Reserva (+)
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
	9					
	10	Bloque 4 10:00 - 16:59	-433	374	-518	411
	11					
	12					
	13					
	14					
	15					
	16					
	17	Bloque 5 17:00 - 19:59	-598	592	-614	678
	18					
	19					
	20	Bloque 6 20:00 - 21:59	-437	383	-460	326
	21					

De las componentes de la reserva conjunta, esto es, las variaciones intrahorarias y los errores de revisión, esta última es la que tiene mayor influencia en la determinación de su cuantía. Esto puede apreciarse en el siguiente gráfico que muestra comparativamente los valores máximos y mínimos, considerando un intervalo de confianza de 95%, de los errores de previsión y las variaciones intrahorarias, para las distintas categorías (estacionalidad, tipo de día y bloque horario).

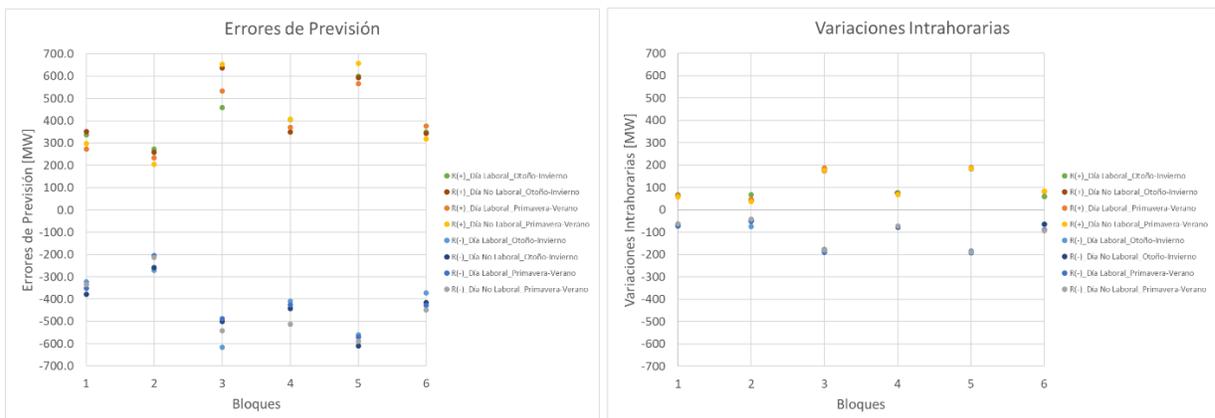


Figura 5: Valores máximos y mínimos de los errores de previsión y variaciones intrahorarias

#### b) Reserva para CTF

De acuerdo con la metodología establecida en la NT SSCC, la reserva para CTF resulta de la diferencia de la reserva conjunta y la reserva para CSF. Los requerimientos de reserva para CTF, para las distintas categorías se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 23: Reservas para CTF estacionalidad otoño - invierno.

Estacionalidad Otoño-Invierno			
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral	Día No Laboral
		[MW]	[MW]
CTF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-77 / +186	-258 / +226
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-121 / +118	-115 / +111
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-357 / +299	-233 / +483
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-242 / +235	-237 / +143
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-398 / +337	-447 / +329
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-211 / +88	-264 / +96

Tabla 24: Reservas para CTF estacionalidad primavera - verano.

Estacionalidad Primavera-Verano			
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral	Día No Laboral
		[MW]	[MW]
CTF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-188 / +105	-193 / +150
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-55 / +79	-91 / +77
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-236 / +372	-282 / +500
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-271 / +212	-349 / +246
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-405 / +306	-425 / +395
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-240 / +155	-344 / +97

## 4.2 Resumen Requerimientos de Reservas para Control de Frecuencia

A continuación, se resumen los requerimientos de reservas para el Control de Frecuencia. Para el caso de reservas ante contingencias, estos montos corresponden a los obtenidos en la primera entrega de este estudio ECFyDR 2023 parte 1 y solamente contemplan condiciones normales de operación. Cabe señalar que las condiciones normales más exigentes previstas corresponden 7500 [MW] generación bruta total y 30 [GVAs] inercia total SEN. Además, se consideran las contingencias

de severidad 5 San Isidro II 400 [MW] 3.4 [GVAs] y desconexión intempestiva de 200 [MW] de consumos.

Tabla 25: Resumen Requerimientos de Reservas para el CPF Permanente.

Tipo Reserva	Fluctuaciones Instantáneas [MW]	Contingencias: Generación / Consumo [MW]
CPF	±49	+285/-76

Tabla 26: Resumen Requerimientos para CSF y CTF

Resumen Requerimientos para CSF y CTF				
Estacionalidad Otoño-Invierno				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]
<b>Bloque 1:</b> 22 :00 - 01:59	-155 / +155	-177 / +186	-130 / +130	-258 / +226
<b>Bloque 2:</b> 02:00 - 06:59	-159 / +159	-121 / +118	-149 / +149	-115 / +111
<b>Bloque 3:</b> 07:00 - 09:59	-285 / +183	-357 / +299	--289 / +175	-233 / +483
<b>Bloque 4:</b> 10:00 - 15:59	-176 / +176	-242 / +235	-212 / +212	-237 / +143
<b>Bloque 5:</b> 16:00 - 18:59	-185 / +285	-398 / +337	-188 / +287	-447 / +329
<b>Bloque 6:</b> 19:00 - 21:59	-169 / +265	-211 / +88	-156 / +250	-264 / +96

Estacionalidad Primavera - Verano				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]
<b>Bloque 1:</b> 22 :00 - 01:59	-171 / +171	-188 / +105	-150 / +150	-193 / +150
<b>Bloque 2:</b> 02:00 - 06:59	-156 / +156	-55 / +79	-128 / +128	-91 / +79
<b>Bloque 3:</b> 07:00 - 09:59	-283 / +187	-236 / +372	-281 / +176	-282 / +500
<b>Bloque 4:</b> 10:00 - 16:59	-162 / +162	-271 / +212	-169 / +165	-349 / +246
<b>Bloque 5:</b> 17:00 - 19:59	-193 / +286	-405 / +306	-189 / +283	-425 / +395
<b>Bloque 6:</b> 20:00 - 21:59	-197 / +228	-240 / +155	-116 / +229	-344 / +97

Para el caso de los requerimientos para CPF en operación normal, CSF y CTF fueron actualizados los montos en conformidad a lo establecido en el art. 3-5 de la NT SSCC, donde fueron utilizados registros desde el 1 de julio de 2022 hasta el 30 de junio de 2023.

Para establecer requerimientos de reservas iniciales y permanentes que dependan de las distintas condiciones de inercia y demanda del SEN se realizaron análisis más detallados cuyo resumen se muestra en la Tabla 27, y la Tabla 28:

*Tabla 27: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada 400 [MW]*

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	351	323	300	280	262	247	233	221	209	199	190	182
35	293	271	252	235	221	208	196	186	177	169	161	154
40	252	233	217	203	190	180	170	161	153	146	140	134
45	221	204	190	178	168	158	150	142	135	129	123	118
50	196	182	170	159	150	141	134	127	121	115	110	106
55	177	164	153	144	135	128	121	115	109	105	100	96
60	161	150	140	131	123	117	110	105	100	95	91	88

*Tabla 28: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada 350 [MW]*

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 27)
30	286	258	235	215	197	182	168	156	144	134	125	117	CPFij-1,3*50MW
35	228	206	187	170	156	143	131	121	112	104	96	89	CPFij-1,3*50MW
40	192	173	157	143	130	120	110	101	93	86	80	74	CPFij-1,2*50MW
45	166	149	135	123	113	103	95	87	80	74	68	63	CPFij-1,1*50MW
50	146	132	120	109	100	91	84	77	71	65	60	56	CPFij-1*50MW
55	132	119	108	99	90	83	76	70	64	60	55	51	CPFij-0,9*50MW
60	121	110	100	91	83	77	70	65	60	55	51	48	CPFij-0,8*50MW

*Tabla 29: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada 300 [MW]*

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 28)
30	246	218	195	175	157	142	128	116	104	94	85	77	CPFij-0,8*50MW
35	188	166	147	130	116	103	91	81	72	64	56	49	CPFij-0,8*50MW
40	155	136	120	106	93	83	73	64	56	49	43	37	CPFij-0,74*50MW
45	132	115	101	89	79	69	61	53	46	40	34	29	CPFij-0,68*50MW

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 28)
50	115	101	89	78	69	60	53	46	40	34	29	25	CPFij-0,62*50MW
55	104	91	80	71	62	55	48	42	36	32	27	23	CPFij-0,55*50MW
60	96	85	75	66	58	52	45	40	35	30	26	22	CPFij-0,49*50MW

Tabla 30: Requerimientos CPF permanente para distintas condiciones de Gx Bruta Total del SEN y montos de potencia desconectada.

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]		
	400	350	300
7000	293	241	188
7500	285	233	181
8000	278	225	173
8500	270	218	165
9000	262	210	157
9500	255	202	150
10000	247	194	142
10500	239	187	134
11000	231	179	127
11500	224	171	119
12000	216	164	111
12500	208	156	103

Se detectó que los requerimientos de CPF permanente solamente tienen una dependencia significativa respecto al nivel de generación total del SEN (Demanda).

En orden de establecer requerimientos de reservas de bajada permanentes ante distintas condiciones de demanda del SEN se recomienda utilizar los montos indicados en la Tabla 31.

Tabla 31: Aporte CPF (Bajada) Permanente para distintas condiciones de Generación Bruta Total SEN. Contingencias de Consumos

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]
7000	-82
7500	-76
8000	-70
8500	-64
9000	-58
9500	-52
10000	-46
10500	-40
11000	-34
11500	-28
12000	-22
12500	-16

Más adelante se profundizan los análisis para condiciones particulares de operación:

- Menores montos de inercia que los previstos.
- Montos mayores y menores de generación desconectada.
- Separación del SEN en dos islas asincrónicas.

### 4.3 Requerimientos de rampas de toma de carga

Empleando los registros de la operación real han sido determinados los requerimientos de rampas de toma de carga para los rangos temporales de 1, 5 y 15 minutos. Tales requerimientos se resumen en las siguientes tablas:

Tabla 32: Requerimientos de Rampas de 1 minuto

Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/min]	[MW/min]	[MW/min]	[MW/min]
Requerimiento de rampa de 1 minuto	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-60	42	-51	35
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-51	51	-49	42
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-84	63	-81	62
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-71	65	-68	63
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-60	81	-63	81
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-42	62	-51	60
Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/min]	[MW/min]	[MW/min]	[MW/min]
Requerimiento de rampa de 1 minuto	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-60	44	-52	35
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-52	48	-50	39
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-83	54	-81	54
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-62	57	-62	53

	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-65	83	-68	80
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-52	66	-37	57

Tabla 33: Requerimientos de Rampas de 5 minutos

<b>Estacionalidad Otoño-Invierno</b>					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/5min]	[MW/5min]	[MW/5min]	[MW/5min]
Requerimiento de rampa de 5 minutos	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-138	88	-121	52
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-99	138	-97	83
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-285	152	-289	162
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-159	154	-155	153
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-138	285	-141	287
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-97	265	-108	250
<b>Estacionalidad Primavera - Verano</b>					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/5min]	[MW/5min]	[MW/5min]	[MW/5min]
Requerimiento de rampa de 5 minutos	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-113	93	-101	51
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-93	108	-83	60
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-283	140	-281	145
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-143	133	-169	138
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-154	286	-150	283
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-84	228	-78	229

Tabla 34: Requerimientos de Rampas de 15 minutos

Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/15min]	[MW/15min]	[MW/15min]	[MW/15min]
Requerimiento de rampa de 15 minutos	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-339	203	-297	66
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-200	328	-209	139
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-775	360	-769	240
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-276	253	-264	254
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-116	759	-99	767
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-214	721	-267	596
Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/15min]	[MW/15min]	[MW/15min]	[MW/15min]
Requerimiento de rampa de 15 minutos	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-233	197	-241	108
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-162	264	-153	108
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-753	300	-767	192
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-274	199	-283	240
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-227	767	-136	750
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-151	660	-120	686

Es importante notar que las rampas máximas fueron determinadas considerando un intervalo de confianza de 99.5%

#### 4.4 Análisis CRF CPF Prospectivo

Este análisis tiene como objetivo evaluar la necesidad de establecer requerimientos mínimos de CRF para condiciones más exigentes a las previstas para el 2024. Si bien en este estudio no se han establecido escenarios previstos más allá del 2024, este análisis busca ver las condiciones de

demanda e inercia que determinan la necesidad de establecer CRF mínimo para el cumplimiento de los estándares establecidos en la NT SSCC y NT SyCS.

Se buscaron condiciones más exigentes a las previstas, para lo anterior se elaboraron despachos generación en escenarios de demanda mínima para el primer y segundo semestre del año 2024, considerando una hidrología media sin restricciones de reservas. Con lo anterior, se obtienen las menores inercias totales del SEN dado que no se establece, como restricción de la solución del problema de programación, el requerimiento de reservas provisto mediante unidades convencionales lo que desplaza generación ERV. Como resultado, las inercias más bajas se obtuvieron para un escenario de demanda mínima del segundo semestre previsto para el 29 de septiembre del 2024, cuyo perfil se muestra a continuación.

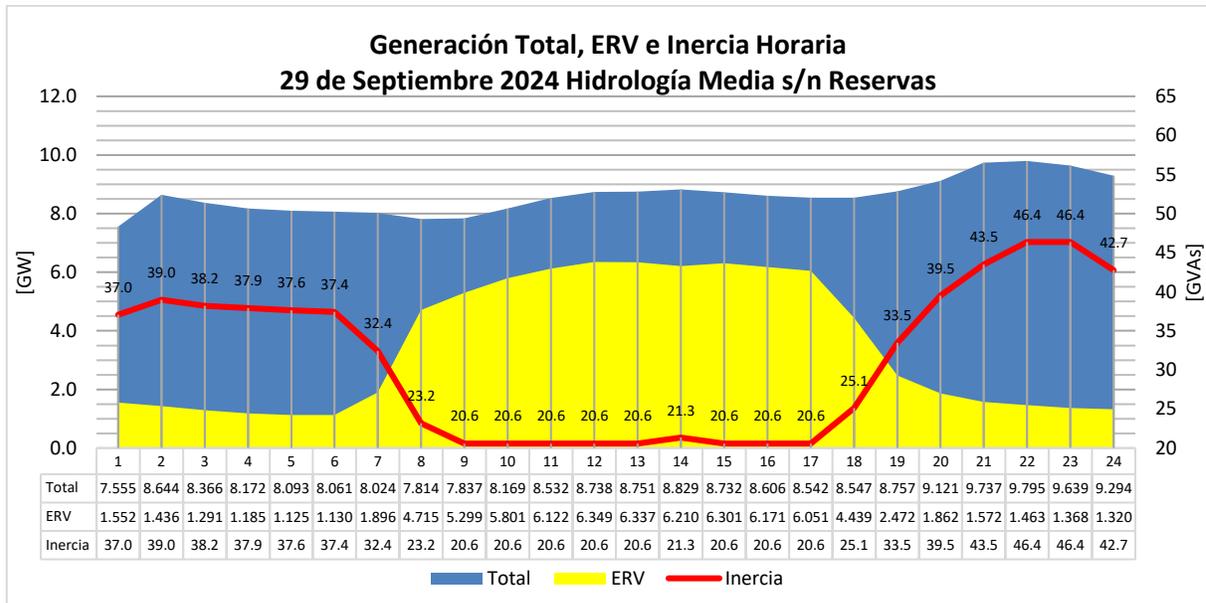


Figura 6: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 29-09-2024

A partir del perfil de generación e inercia detallado anteriormente, se observa que la generación bruta total alcanza su valor mínimo en el horario 8-9 hrs en montos casi análogos de alrededor de 7800[MW], y además se aprecia que la inercia va desde 23[GVAs] a monto mínimo de 20[GVA]. Considerando lo anterior, se elaboraron dos escenarios base detallados a continuación.

Tabla 35: Escenarios Base Considerados

Caso	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	Capacidad Nominal Total [MVA]	Inercia Total SEN [s]	RoCoF [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]
CasoA E6B 20240929 8Hrs	23,2	7802,9	4795,3	61%	6874,3	3,4	-0,3415	6,4
CasoB E6B 20240929 9Hrs	20,6	7796,9	5374,0	69%	6019,7	3,4	-0,3	6,4

Para cada uno de los escenarios se analizó la desconexión de la unidad de mayor generación despachada en servicio. Adicionalmente, se modificó el despacho para analizar la desconexión de

Ralco con 380 [MW], puesto que corresponde a la unidad en servicio de mayor tamaño. Finalmente, se forzó el despacho para analizar la desconexión de San Isidro II con alrededor de 397 [MW]. Las modificaciones de los despachos conllevan modificaciones en la inercia total.

Por otra parte, en los escenarios analizados, además de contar con una alta penetración de generación ERV, prácticamente solo se cuenta con afluentes y cogeneración.

En la primera entrega de este estudio se hicieron estos análisis considerando solamente unidades convencionales participantes en el CPF. Por lo tanto, en esta versión, se consideran plantas ERV participantes en el CPF, tomando en cuenta los modelos de las plantas que, al momento del levantamiento de modelos homologados, presentaban la posibilidad de aportar al CPF. No obstante, debido a que se trataría de la prestación de un SC, la participación de estas plantas en el CPF estaría sujeto a que realicen el proceso de verificación para la prestación del SC CPF+, cumpliendo con los requisitos contenidos en la Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia y la NT SSSC<sup>10</sup>.

A continuación, se muestran las capacidades de aporte de las plantas ERV que estarían facultadas para contribuir al CPF, en conformidad a los antecedentes disponibles durante el desarrollo del ECFyDR2023 parte 1. En la Tabla 36 se detallan los aportes iniciales para contingencias de generación.

*Tabla 36: Listado Plantas ERV homologadas que podrían aportar al CPF: montos iniciales instantáneos y efectivos para contingencias de generación.*

Objeto	Tipo	PMáx [MW]	% PMáx	Despacho [MW]	Aporte RCPF Inicial	
					Instantáneo [MW]	Efectivo [MW]
PE ALENA	Eólico	86,4	30%	25,92	4,8	2,3025
PE CALAMA	Eólico	162	30%	48,6	21,6	9,68
PE EL MAITÉN	Eólico	10,9	30%	3,27	4,4	2,9
PE LOS BUENOS AIRES	Eólico	24	30%	7,2	4,2	1,9
PE MESAMAVIDA	Eólico	60,5	30%	18,2	9,4	6,1
PE SAN GABRIEL	Eólico	183	30%	54,9	18,5	12,7
PE TOLPÁN SUR	Eólico	84	30%	25,2	11,4	9
PFV ALMEYDA	Solar	60,5	80%	48,4	4,6	3,3
PFV ANDES SOLAR II	Solar	84,3	80%	67,452	7,3	3,26
PFV ATACAMA SOLAR II	Solar	174,2	80%	139,392	31	27,23
PFV CERRO DOMINADOR	Solar	100,1	80%	80,08	30,5	17,5
PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR	Solar	210,7	80%	168,5	42,8	31
PFV MALGARIDA IYII	Solar	232,5	80%	185,9632	17,3	15,52
PFV PAMPA TIGRE	Solar	107,8	80%	86,3	22,7	20,3
PFV SOL DEL DESIERTO	Solar	247,5	80%	197,9712	49,5	43,65
PFV USYA	Solar	60,6	80%	48,4552	4,6	4,09
PFV VALLE ESCONDIDO	Solar	106,1	80%	84,9	16,9	8,1
PMG PFV DEL DESIERTO	Solar	9	80%	7,2	1,8	1,6
PMG PFV LOS ANDES	Solar	9	80%	7,2	1,8	1,6
PMG PFV SOL DEL NORTE	Solar	8,6	80%	6,9	1,7	1,5
<b>TOTAL</b>					<b>306,8</b>	<b>223,2</b>

<sup>10</sup> <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/VERIFICACION-C3%93N-DE-INSTALACIONES.pdf>

En los escenarios analizados, las plantas ERV disponibles del listado detallado en la Tabla 36 corresponden a:

- PE ALENA
- PE EL MAITEN (U1-U3)
- PE LOS BUENOS AIRES (U1-U12)
- PE MESAMAVIDA
- PE SAN GABRIEL
- PE TOLPÁN SUR
- PFV VALLE ESCONDIDO
- PFV MALGARIDA IYII
- PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR
- PFV ALMEYDA
- PFV USYA

Además, existen otras plantas que, si bien aún no han sido caracterizadas mediante banco de pruebas, también se observa que aportan al CPF a partir de los resultados de las simulaciones:

- PE LOS OLMOS
- PFV RÍO ESCONDIDO
- PFV SANTA ISABEL
- PFV PAMPA TIGRE
- PFV CAPRICORNIO.

#### **4.4.1 Resultados**

Para todos los casos base y mediante unidades convencionales participantes en el CPF, se logra evitar la desconexión de carga por acción del EDAC para una contingencia de severidad 5 de la unidad de mayor generación en servicio. Para el caso A corresponde a una unidad de Ralco con 300 [MW], mientras que para el caso B, corresponde a una unidad de Central Cochrane con 200 [MW].

En el primer escenario (Caso A), se logra evitar desconexión de carga por acción del EDAC solamente empleando plantas ERV en el CPF. Al modificar el despacho para considerar la desconexión de Ralco con 380[MW] (Caso A1) y San Isidro II con 397 [MW] (Caso A2), se logra evitar desconexión de carga por acción del EDAC empleando plantas ERV y unidades convencionales en el CPF.

En el segundo escenario (Caso B), también se logra evitar desconexión de carga por acción del EDAC solamente empleando plantas ERV en el CPF. Al modificar el despacho para considerar la desconexión de Ralco con 380[MW] (Caso B1) y San Isidro II con 397 [MW] (Caso B2), también se

logra evitar desconexión de carga por acción del EDAC empleando plantas ERV y unidades convencionales en el CPF.

El resumen de los casos analizados y descritos anteriormente se detallan en la Tabla 37, donde además, se aprecia que los casos analizados tienen inercias que van de los 26,58 [GVAs] a las 19,25 [GVAs]. Además, hay casos que pueden ver modificada su inercia desde las condiciones de caso base A y B por modificar el despacho para considerar contingencias más severas (Ralco 380 [MW] o San Isidro 397 [MW]).

En las condiciones más exigentes analizadas no es posible reducir aún más la inercia del SEN en forma significativa, pues para el caso con 19,3 [GVAs] ya se ha retirado grande parte de las plantas térmicas en el Norte. Además, las unidades en el centro Sur que pudieran deshabilitarse, por no generar en base de afluentes y cogeneración, son requeridas en el CPF y su inercia es bastante menor respecto una unidad de Cochrane, Angamos o IEM.

*Tabla 37: Resumen de Casos Análisis Prospectivo de CRF.*

Caso	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	Capacidad Nominal Total [MVA]	Inercia Total SEN [s]	RoCoF [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	Potencia Desc. [MW]	Inercia Desc. [GVAs]
CasoA E6B 20240929 8Hrs	23,16	7802,9	4795,3	61%	6874,3	3,4	-0,341	6,4	300,0	1,194
CasoA1 E6B Ralco	23,16	7801,6	4795,3	61%	6874,3	3,4	-0,433	6,4	380,0	1,194
CasoA2 E6B Snlsidro	26,58	7773,4	4795,3	62%	7342,3	3,6	-0,429	6,4	397,0	3,426
CasoB E6B 20240929 9Hrs	20,6	7796,9	5374,0	69%	6019,7	3,4	-0,260	6,4	200,7	1,274
CasoB1 E6B Ralco	19,25	7787,5	5373,9	69%	5801,2	3,3	-0,526	6,4	380,0	1,194
CasoB2 E6B Snlsidro	22,47	7785,8	5374,0	69%	6218,2	3,6	-0,519	6,4	395,5	3,426

En la Figura 7 se aprecia la frecuencia eléctrica del SEN ante contingencias de generación para distintos casos. En los casos base se logra una respuesta bastante por sobre el mínimo exigido (Casos A y B). Para los casos restantes, si bien la frecuencia alcanza montos valores menores, se logra evitar que la frecuencia descienda bajo los 48,9 [Hz] y basta emplear recursos disponibles en el sistema. Además, la frecuencia alcanza su valor mínimo para instantes por debajo de los 10 segundos postcontingencia para todos los casos analizados, y para el A2 incluso sería cerca de 6 segundos postcontingencia. En dichas condiciones, es probable que la definición de requerimientos mínimos como el aporte a instantáneo los 10 segundos postcontingencia no sea lo más recomendable.

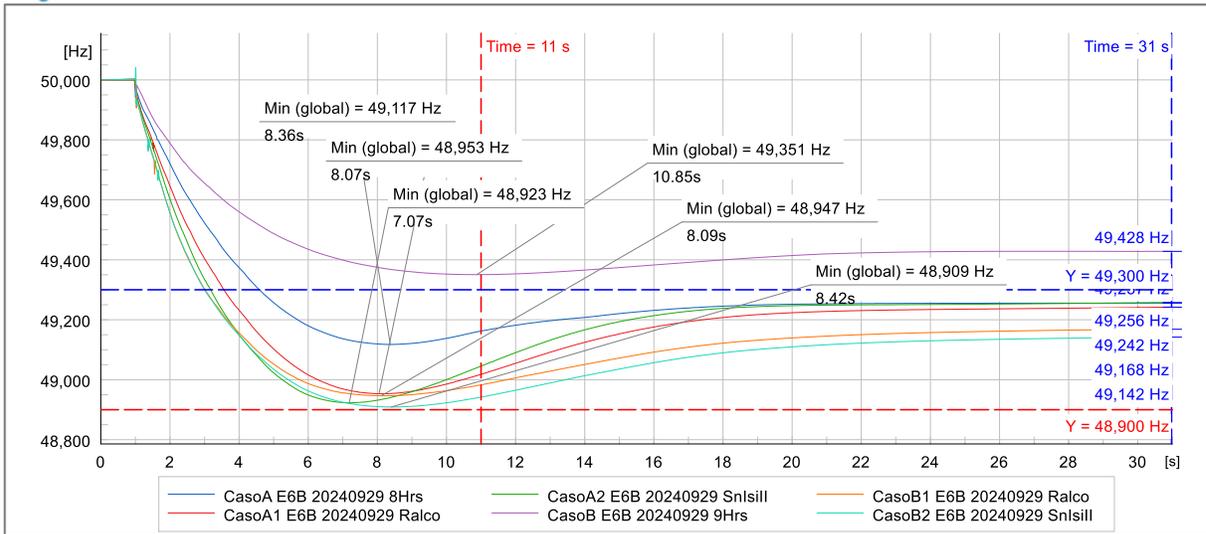


Figura 7: Frecuencia Eléctrica SEN.

En la Figura 8 se muestra la potencia de turbina o mecánica del SEN, donde se observa en la parte superior los casos asociados al escenario 20240929 a las 8:00 hrs, mientras que los casos asociados al escenario 20240929 a las 9:00 hrs se aprecian en la parte inferior. Para los casos A y B, no se requiere aporte CPF convencional pues es suficiente con el aporte de las plantas ERV. En los caso A1 y A2 el aporte de CPF a los 10 segundos corresponde a alrededor de 46 y 82[MW] respectivamente. Respecto a los casos B1 y B2 el aporte de CPF a los 10 segundos corresponde a aproximadamente 118 y 122[MW] respectivamente.

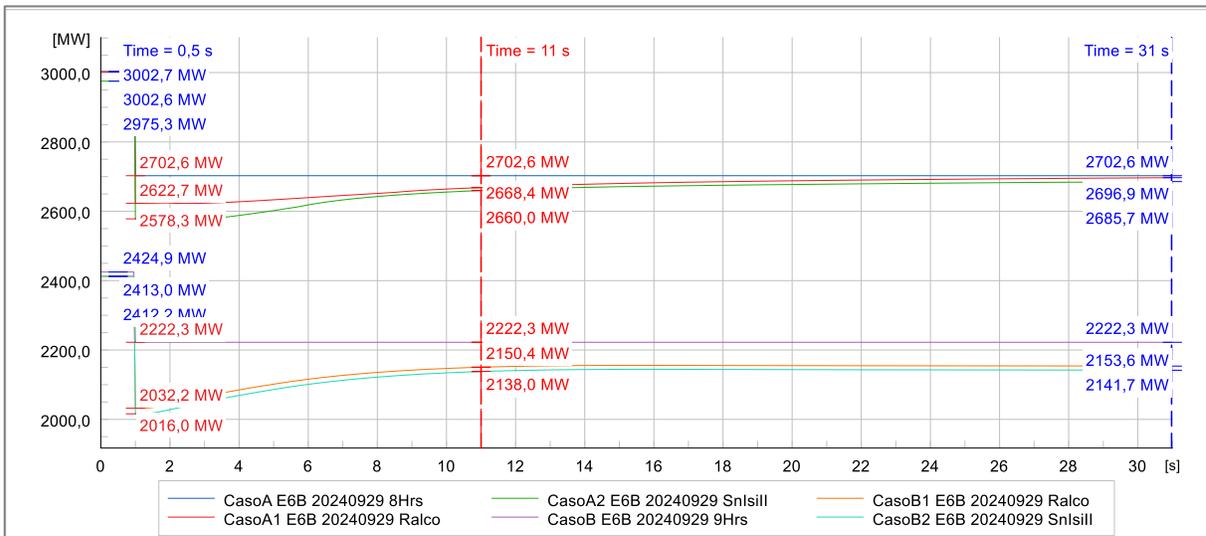


Figura 8: Potencia de Turbina del SEN.

En la Figura 9 se muestra la desviación de la carga total del SEN, donde se aprecia el efecto que tiene el amortiguamiento de la carga en la respuesta del SEN. La reducción de carga por efecto de la contingencia se debe tanto al descenso de la frecuencia como así también la tensión. En la medida que la potencia desconectada es mayor, el descenso de la carga también aumenta considerablemente y, además, cobra relevancia el descenso de la carga en los primeros instantes, lo que tiene un incidencia en los resultados para los requerimientos CPF inicial. Cabe señalar que entre el descenso transitorio y permanente de la carga puede haber diferencias significativas, lo que está muy ligado a los descensos y la recuperación de la tensión (y frecuencia) postcontingencia.

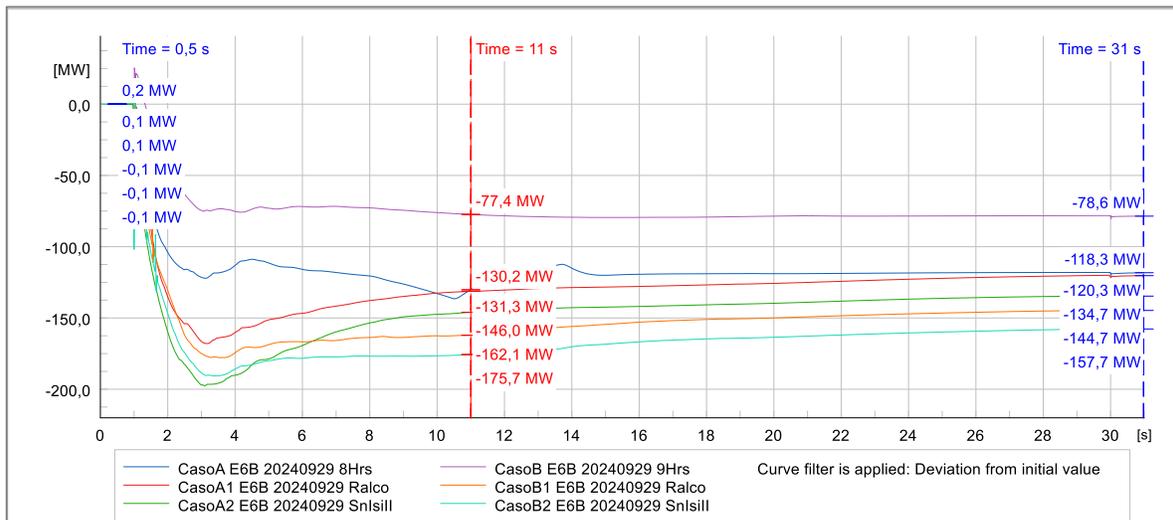


Figura 9: Desviación de Carga Total del SEN.

Finalmente en la Figura 10, se muestra la desviación de la generación ERV respecto al valor inicial o precontingencia, lo que corresponde al aporte que efectúan las plantas ERV al CPF. Los mayores aportes observados se encuentran en los casos asociados al escenario Caso A, A1 y A2; alcanzando a superar los 200 [MW]. Dicho valor representa un monto más que significativo si se considera que los aportes inicial mínimos requeridos solo superan los 250[MW] para:

- condiciones sobre 350[MW] de potencia desconectada,
- inercias bajo 35 [GVAs] y
- bajo 8000[MW] de demanda.

En los casos B, B1 y B2, los aportes se reducen debido a que hay varios parques eólicos que aportaban al CPF que ya no se encuentran despachos en este escenario. No obstante, los aportes al CPF de los parques ERV en los casos B, B1 y B2 alcanzan del orden de 140[MW].

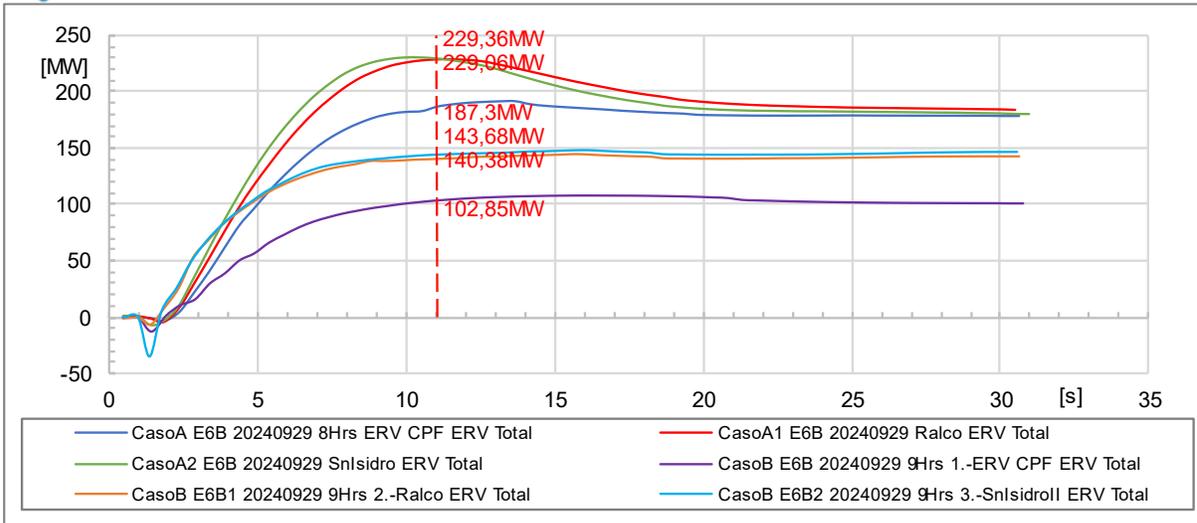


Figura 10: Desviación Generación ERV del SEN (Aporte ERV al CPF).

El resumen de los resultados del análisis se muestra en Tabla 38.

Tal como se señala al inicio de los resultados, los recursos disponibles son suficientes y no se observa que sea requerido CRF para las condiciones de inercia de hasta alrededor de 19 [GVAs] y con alrededor de 7800 [MW] de generación bruta total del SEN, en específico para lograr una respuesta de frecuencia que no descienda bajo los 48,9 [Hz] ante simple contingencia.

Sin perjuicio a lo anterior, cabe señalar que obtener una respuesta satisfactoria se traduce en la necesidad de disponer de altos montos de CPF inicial. Además, debido a los tiempos considerablemente bajos (menor a 5 segundos) para los cuales la frecuencia alcanza su valor mínimo, se debe evaluar si es recomendable usar como referencia el aporte individual efectivo a los 10 segundos, siempre que dichas condiciones se presenten recurrentemente.

Tabla 38: Resumen Resultados Análisis Prospectivo CRF CPF ante contingencias de Generación.

Caso	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN	Gx Total ERV [MW]	% ERV	ROCOF Post-cont. [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	Pot. Desc. [MW]	Inercia Desc. [GVAs]	CPF Inicial Convencional			CPF Inicial ERV			CPF Inicial TOTAL Aporte CPF @10s [MW]	Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]
									Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s			
CasoA E6B 20240929 8Hrs	23,16	7802,9	4795,3	61%	-0,3415	6,4	300	1,19	0,00	0,00	0%	187,30	101,37	54%	187,30	49,117	7,36
CasoA1 E6B Ralco	23,16	7801,6	4795,3	61%	-0,433	6,4	380	1,19	45,70	18,53	41%	229,06	99,71	44%	274,76	48,953	7,07
CasoA2 E6B Snlsidro	26,58	7773,4	4795,3	62%	-0,429	6,4	397	3,43	81,76	37,81	46%	229,36	129,23	56%	311,12	48,923	6,07
CasoB E6B 20240929 9Hrs	20,6	7796,9	5374	69%	-0,3	6,4	200,7	1,27	0,00	0,00	0%	102,85	34,27	33%	102,85	49,351	9,85
CasoB1 E6B	19,25	7787,5	5373,9	69%	-0,526	6,4	380	1,19	118,23	73,27	62%	140,38	95,40	68%	258,61	48,947	7,09
CasoB2 E6B Snlsidro	22,47	7785,8	5374	69%	-0,519	6,4	397	3,43	122,04	74,82	61%	143,68	96,15	67%	265,72	48,909	7,42

Tabla 39: Resumen Resultados Análisis Prospectivo CRF CPF ante contingencias de Generación. ECFyDR2023 Parte 1.

Caso	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	RoCoF [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	Potencia Desc. [MW]	Inercia Desc. [GVAs]	Aporte CPF @10s [MW]	CPF Inicial Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Carga Desc. EDAC [MW]	Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]
CasoA E6B 20240929 8Hrs	23,16	7802,9	4795,3	61%	-0,3415	6,4	300,0	1,194	213,9	112,2	52,44%	-	49,157	6,9
CasoA1 E6B Ralco	23,16	7801,6	4795,3	61%	-0,433	6,4	380,0	1,194	281,5	150,2	53,36%	-	48,962	6,26
CasoA2 E6B Snlsidro	26,58	7773,4	4795,3	62%	-0,429	6,4	397,0	3,426	328,0	175,4	53,48%	-	48,945	6,14
CasoB E6B 20240929 9Hrs	20,6	7796,9	5374,0	69%	-0,3	6,4	200,7	1,274	89,8	45,1	50,17%	-	49,346	8,37
CasoB1 E6B	19,25	7787,5	5373,9	69%	-0,526	6,4	380,0	1,194	179,5	120,4	67,10%	78,5	NA	NA
CasoB1.1 E6B Ralco CPF	20,2	7790,1	5373,9	69%	-0,5	6,4	380,0	1,194	304,2	177,2	58,24%	-	492	5,4
CasoB2 E6B Snlsidro	22,47	7785,8	5374,0	69%	-0,519	6,4	395,5	3,426	264,7	166,6	62,95%	78,3	NA	NA
CasoB2.1 E6B SnlsidroBESS	22,5	7785,8	5374,0	69%	-0,5	6,4	395,5	3,4	324,4	200,6	61,86%	-	48,945	5,67

Por otra parte, las plantas ERV consideradas no presentan una mayor relación entre sus aporte efectivo e instantáneo, lo que permite inferir que una mayor participación en el CPF de este tipo de plantas con esta respuesta no necesariamente reduciría que los requerimientos mínimos de CPF inicial, considerados como el aporte instantáneo a 10 segundos. La comparación con los resultados (aportes iniciales totales y frecuencia mínima alcanzada) de los análisis prospectivos de la primera entrega de este estudio<sup>11</sup> permite tener una primera idea de lo señalado. Específicamente si se comparan los resultados entre la Tabla 38 y Tabla 39, se puede apreciar que no hay una reducción significativa en los requerimientos mínimos de aporte inicial de CPF (considerando la frecuencia mínima alcanzada).

#### 4.4.1.1 Verificación Severidad 5 Central Cochrane

Los montos de inercia alcanzados en el Norte Grande del sistema son alrededor de 6.4 [GVAs] y para el Caso B la contingencia de severidad 5 de la unidad de mayor generación corresponde a una unidad de Central Cochrane con 200 [MW]. Por lo tanto, por no observarse problemas de inercia, se considera innecesario realizar verificaciones adicionales de severidad 5 en el Norte Grande. El detalle de la respuesta del SEN en el caso B para las principales barras del Norte Grande se detalla a continuación.

En la Figura 11 se aprecia la frecuencia eléctrica en las principales barras del Norte Grande del SEN ante contingencias de generación (severidad 5) en el Norte Grande (CCH1) para el caso B. No se presentaron problemas de convergencia ni problemas de variaciones significativas en el instante de aplicación de la contingencia.

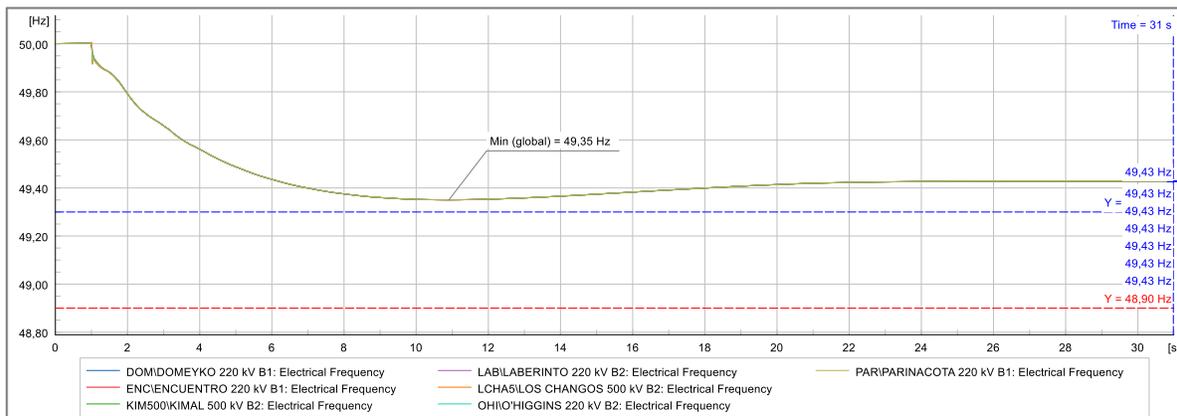


Figura 11: Frecuencia Eléctrica Principales Barras Norte del SEN. Contingencia severidad 5 CCH1, Caso B Escenario previsto para 2024-09-29 a las 9:00.

En la Figura 12. se aprecia las tensiones en las principales barras del Norte Grande del SEN para el caso B. No se presentaron problemas de convergencia ni problemas de variaciones significativas en

<sup>11</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/06/Estudio-CFyDR-2023-Parte-1-Informe-Final.pdf>

el instante de aplicación de la contingencia, además los valores para las tensiones se encuentran dentro de los rangos admisibles establecidos en la NT SyCS.

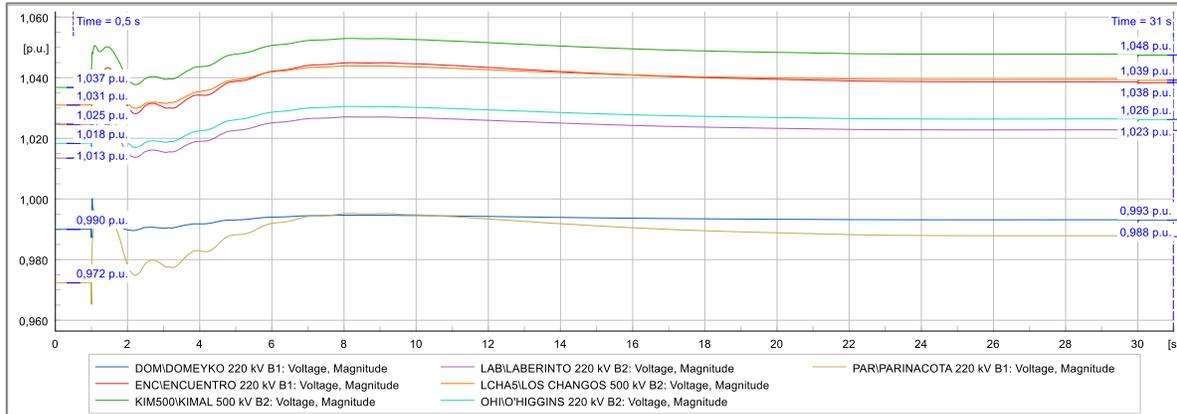


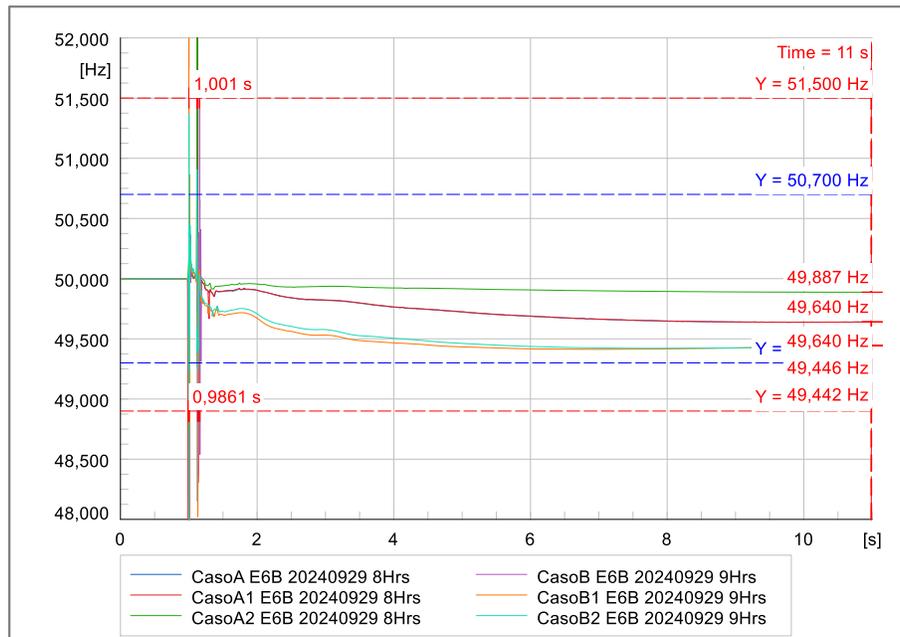
Figura 12: Tensiones Principales Barras Norte del SEN. Contingencia severidad 5 CCH1, Caso B Escenario previsto para 2024-09-29 a las 9:00.

#### 4.4.1.2 Verificación Severidad 4 Kimal – Changos 500kV

Tal como se señala anteriormente, ante severidad 5 de una unidad de Central Cochrane, ante bajos montos de inercia local en el Norte Grande, se aprecian grandes variaciones de la frecuencia y la generación ERV. Por lo tanto, se realiza una verificación ante contingencia de severidad 4 de la línea Kimal – Changos 500kV.

Ante severidad 5 de una unidad de Central Cochrane, en condiciones de inercia 6.4 [GVAs] en el Norte Grande, no se aprecian problemas de estabilidad ni grandes variaciones de la frecuencia y la generación ERV. No obstante, para tener una primera aproximación de la factibilidad técnica de los escenarios analizados, también se realiza una verificación ante contingencia de severidad 4 de la línea Kimal – Changos 500kV para todos los casos del punto anterior.

Si bien no se aprecian problemas de estabilidad, cabe señalar que es un escenarios de baja demanda y bajas transferencias por lo tanto, en condiciones más exigentes es muy probable que dichos montos de inercia signifiquen riesgos de estabilidad angular.



*Figura 13: Frecuencia Eléctrica Norte Grande del SEN.*

En la Figura 13 se aprecia la frecuencia eléctrica en las principales barras del Norte Grande del SEN ante contingencia severidad 4 en Kimal – Changos 500kV, para distintos casos de montos de inercia en el SEN y el Norte Grande. Se aprecia que solamente hay problemas de convergencia para el caso B pero no hay problemas de estabilidad y además para todos los casos existe una significativa variación de la frecuencia. De hecho, la frecuencia alcanza a sobrepasar con creces los rangos admisibles para la operación de unidades de generación convencionales y ERV. Estos magnitudes no cumplen los valores admisibles establecidos en la NT SyCS.

También se aprecian cambios significativos en las tensiones en el instante cuando aplica la falla, lo que puede apreciarse en la Figura 14, donde se observa que se alcanzan tensiones sobre 1,5 [pu]. Esta situación alcanza a traducirse en la desconexión de algunos parques ERV, La activación de protecciones de parques ERV podría explicarse por cambios significativos de las tensiones en el instante que se aplica contingencia, donde se presentan tensiones sobre 1.5 [pu]

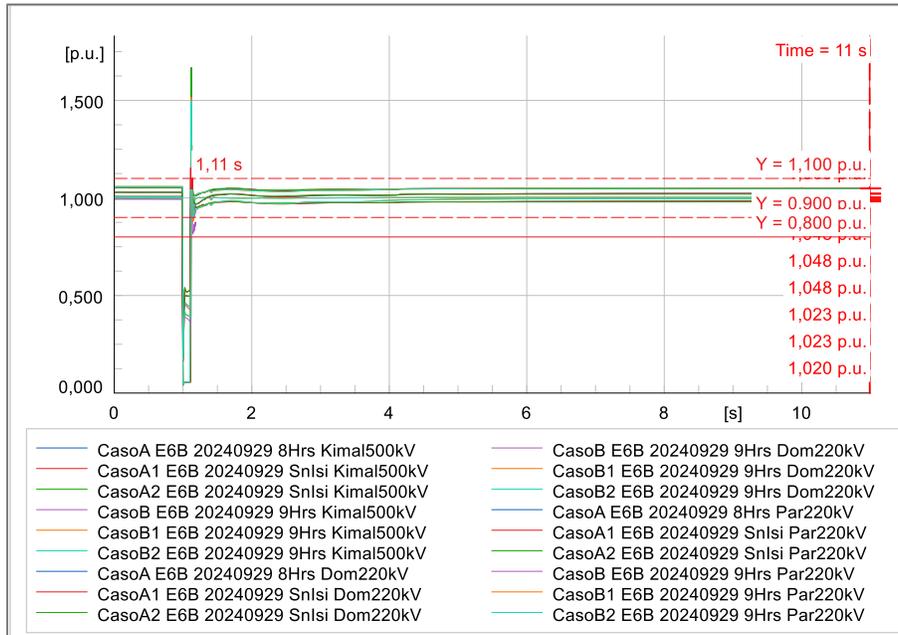


Figura 14: Tensiones Barras Críticas del Norte del SEN (Kimal500kV, Domeyko y Parinacota 220kV). Contingencia severidad 4 Kimal – Changos 500kV.

En la Figura 15 se muestra la generación ERV total del SEN, donde para el caso A2 puede verse una reducción de generación asociada a desconexión de plantas ERV, la cual podría explicarse por una respuesta indeseada en al instante de aplicar la contingencia.

Finalmente, en la Figura 16 se muestra la respuesta de la transferencias de potencia activa en los tramos más relevantes del Norte Grande sin observar problemas de amortiguamiento, por lo que se podrían descartar problemas de falta de torque de amortiguamiento en los ejes de unidades sincrónicas.

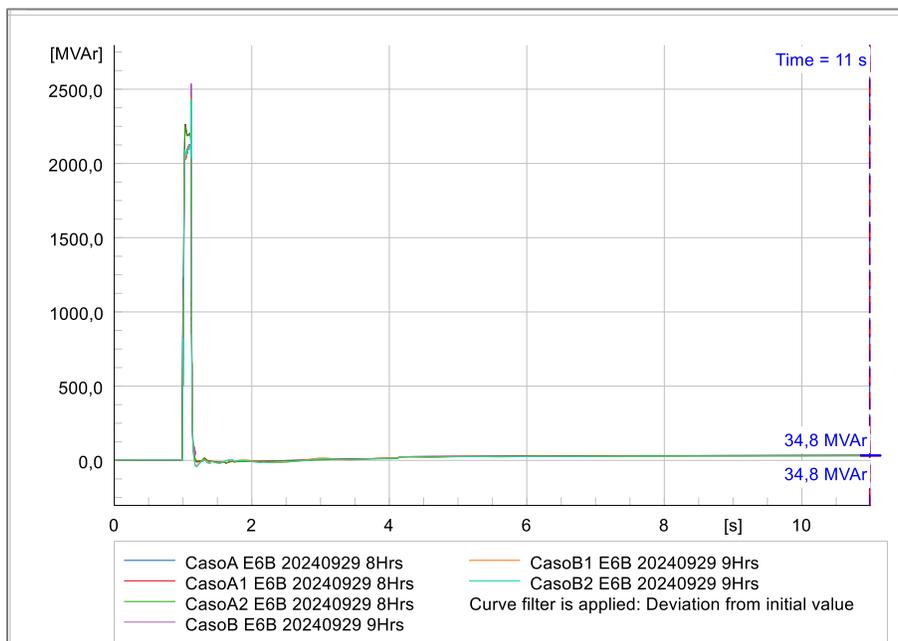
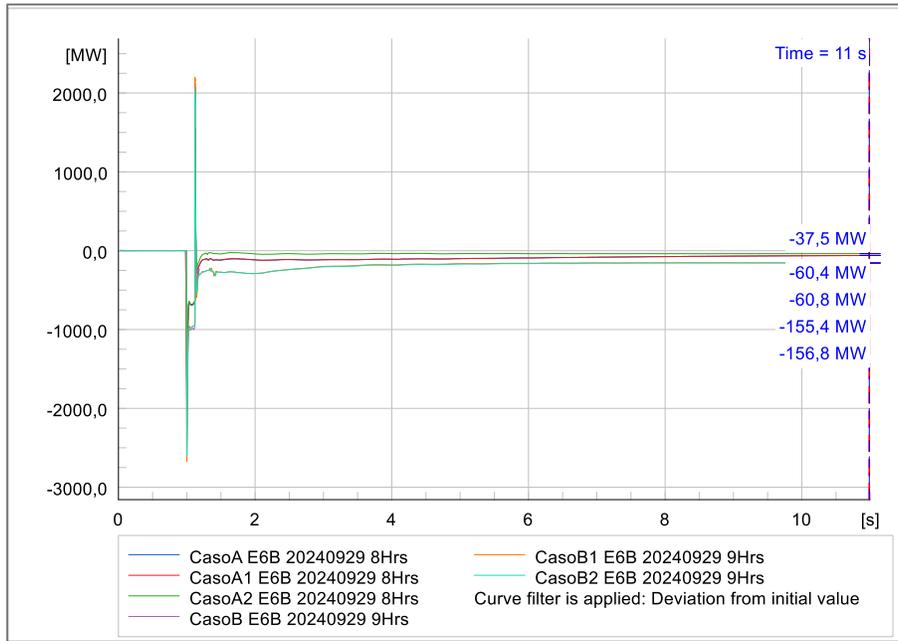


Figura 15: Desviación de la Generación ERV Total del SEN. Contingencia severidad 4 Kimal – Changos 500kV.

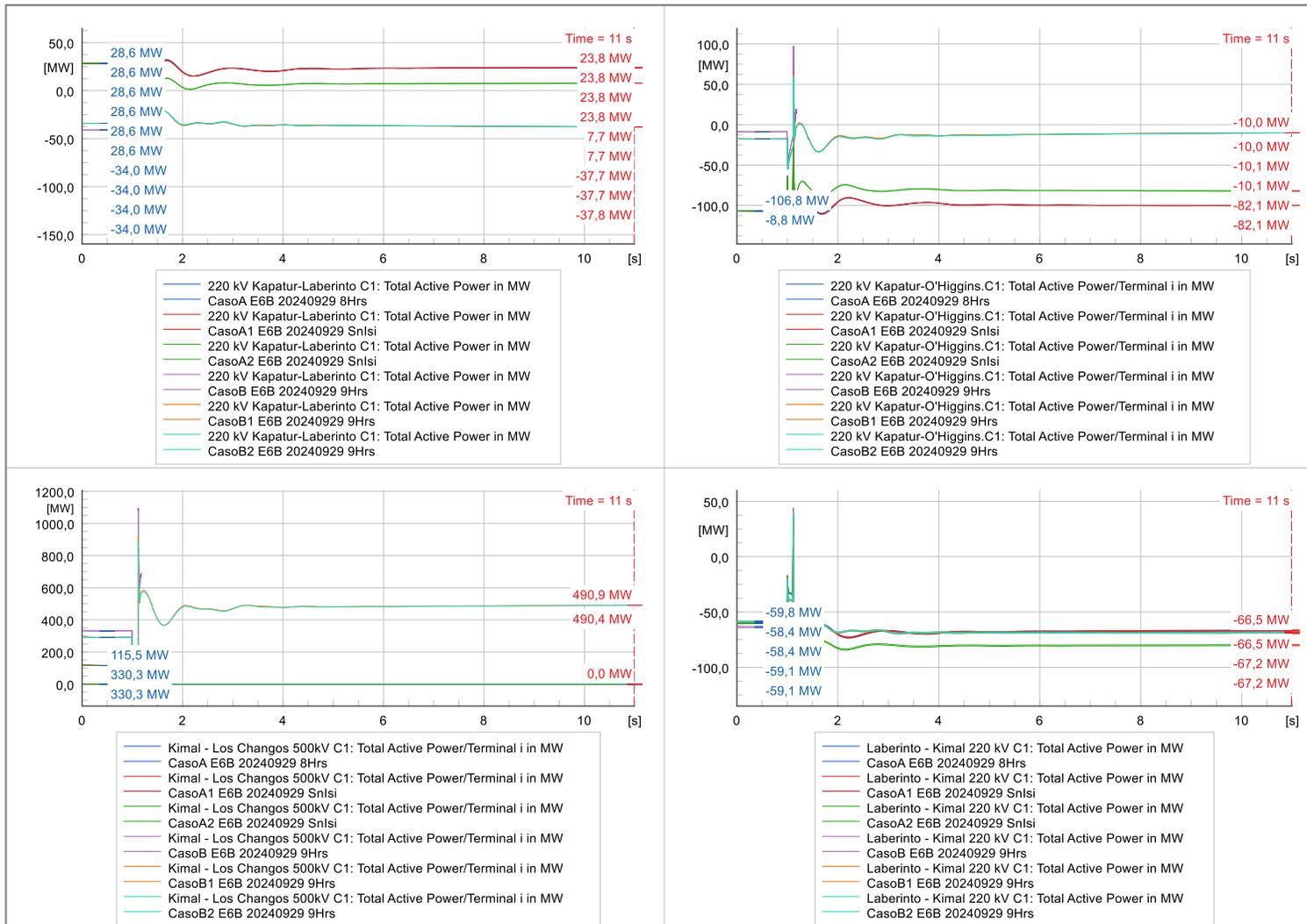


Figura 16: Transferencias Principales Tramos Norte Grande SEN. Severidad 4 Kimal – Changos 500kV

Las grandes variaciones de frecuencia eléctrica en el Norte Grande no obedecen a desbalances significativos y ni perturbaciones en los ejes de las unidades sincrónicas. Además, estas variaciones no alcanzan a producir la desconexión descontrolada de generación debido a que son de carácter instantáneo, pero dan muestra de una deformación significativa forma de onda sinusoidal asociados a bajos índices de fortaleza de la red. En dichas condiciones es recomendable análisis en aplicaciones que simulen el comportamiento del SEN en el dominio de tiempo (transitorios electromagnéticos) para descartar riesgos a la operación del SEN. La desconexión de generación que se presenta corresponde a alrededor de 160 [MW] pero para descartar montos mayores es recomendable análisis EMT del comportamiento del SEN. Hay evidencia que los modelos RMS no cuentan con el suficiente detalle de componentes de los parques ERV ni tampoco dan muestra de la distorsión de la señal sinusoidal, que puede derivan en la pérdida de la inyección de plantas ERV, entre otras razones, por la pérdida de referencia desde la red. Lo anterior debido a que los parques ERV de la tecnología predominante grid-following toman la referencia de señal sinusoidal desde la red.

#### **4.4.2 Resumen de Resultados**

De los resultados obtenidos no hay evidencia de necesidad de CRF en condiciones bastante más exigentes (19,2 GVAs) a las previstas (30 GVAs). Lo anterior con y sin una participación de plantas ERV en el CPF.

Sin perjuicio de lo anterior, en las simulaciones en casos extremos se detectan enormes variaciones de frecuencia y generación ERV que pueden deberse a baja inercia local y probablemente también por bajos niveles de cortocircuito (debilidad en ciertos puntos de la red). Cabe señalar que, estos problemas no se resuelven mediante la incorporación de CRF puesto que corresponden a fenómenos más bien ligados a la estabilidad de tensión

El CRF, en caso de ser requerido, tiene como objetivo afrontar desbalances de generación y demanda mediante la rápida inyección de potencia activa, para evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC o, en casos contingencias mayores, evitar que, en el extremo, el ROCOF sea mayor 2 Hz/s y el colapso del SEN por subfrecuencia. Por lo tanto, el CRF debe actuar ante la detección de cambios en la frecuencia eléctrica del SEN a nivel sistémico. En el caso analizado, donde no se obtienen grandes variaciones de frecuencia ante contingencias de severidad 4 y 5, más bien correspondería a un problema de carácter local donde, ante la insuficiencia de soporte de tensión y nivel de cortocircuito en la zona cercana a Kimal 220 kV, se obtiene una respuesta muy sensible ante la aplicación de la falla y con grandes variaciones de carácter numérico. La frecuencia eléctrica en la realidad no presenta cambios tan abruptos y la presencia de estos en las simulaciones son reflejo de la sensibilidad de la tensión y fortaleza de la red. Lo anterior, dado que la tensión es la variable desde la cual se obtiene la frecuencia eléctrica, esto para la resolución de las ecuaciones del sistema en el dominio del tiempo considerando valores RMS. Los equipos que usualmente se utilizan para atender problemas de control de tensión son condensadores sincrónicos, STATCOM, SVC Plus, mientras que para mejorar el nivel de cortocircuito se emplean condensadores sincrónicos y equipos FACTS con tecnología Grid-Forming. Estos equipos, ante perturbaciones en la tensión, efectúan un

aporte rápido de potencia reactiva (milisegundos) para efectuar control de tensión y lograr una adecuada recuperación dinámica y regulación. Además, estos equipos ayudan a mejorar el nivel de cortocircuito y mantener una adecuada forma de onda de tensión para el correcto funcionamiento de los controles de las plantas ERV. Debido a lo anterior, la evaluación de la necesidad de estos equipos excede los alcances de este estudio.

#### **4.5 Análisis de Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión**

Este análisis pretende abordar condiciones particulares de operación donde se alcancen montos superiores de desconexión de unidades. Esto es por sobre 400 [MW] que corresponde a la máxima Potencia desconectada ante una contingencia de severidad 5 de San Isidro II, junto con la mayor inercia correspondiente a alrededor de 3.4 [GVAs].

Fueron analizados 2 escenarios, uno de demanda baja estimado para el 07-04-2024 a las 19:00hrs y el otro de demanda alta previsto para el 04-03-2024 a las 16:00hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 550MW asociados a la desconexión de 2 unidades de ANG por eventuales intervenciones en el tramo que las interconecta al SEN. Esto corresponde a la desconexión intempestiva de 2xANG (sin fallas como contingencias de severidad 4) con montos crecientes hasta 550[MW] tomando en cuenta trabajos de intervención en el tramo Angamos – Kapatur 220 kV. Esta desconexión significa la pérdida de 2x1.54 [GVAs] de inercia para el SEN, semejante a los 3.4 [GVAs] asociados a la contingencia de severidad 5 de San Isidro II. La pérdida intempestiva de Central Angamos representa una condición más desfavorable que el caso de Central Cochrane porque estas últimas tienen una menor inercia.

Por otra parte, solamente se consideraron unidades convencionales participantes en el CPF y, para determinar los requerimientos mínimos de CPF inicial, se deshabilitan los gobernadores de las unidades participantes despachadas hasta obtener una respuesta crítica de la frecuencia, esto es  $f_{min} > 48.9\text{Hz}$  y  $f_{perm} > 49.3\text{Hz}$ .

Finalmente cabe señalar que este análisis se encuentra enfocado en CPF inicial, puesto que según se verifica en los resultados, los requerimientos de CPF permanente se alcanzan por defecto (la frecuencia se establece ampliamente por sobre 49.3 [Hz]). Además se puede inferir que, al incluir los altos requerimientos de CPF inicial en la programación, los requerimientos permanentes se obtienen por defecto.

##### **4.5.1 Resultados**

Los resultados de las simulaciones se observan en la Figura 17 y Figura 18 para los casos de DB 07-04-2024 a las 19 hrs y DA 04-03-2024 16 hrs, respectivamente.

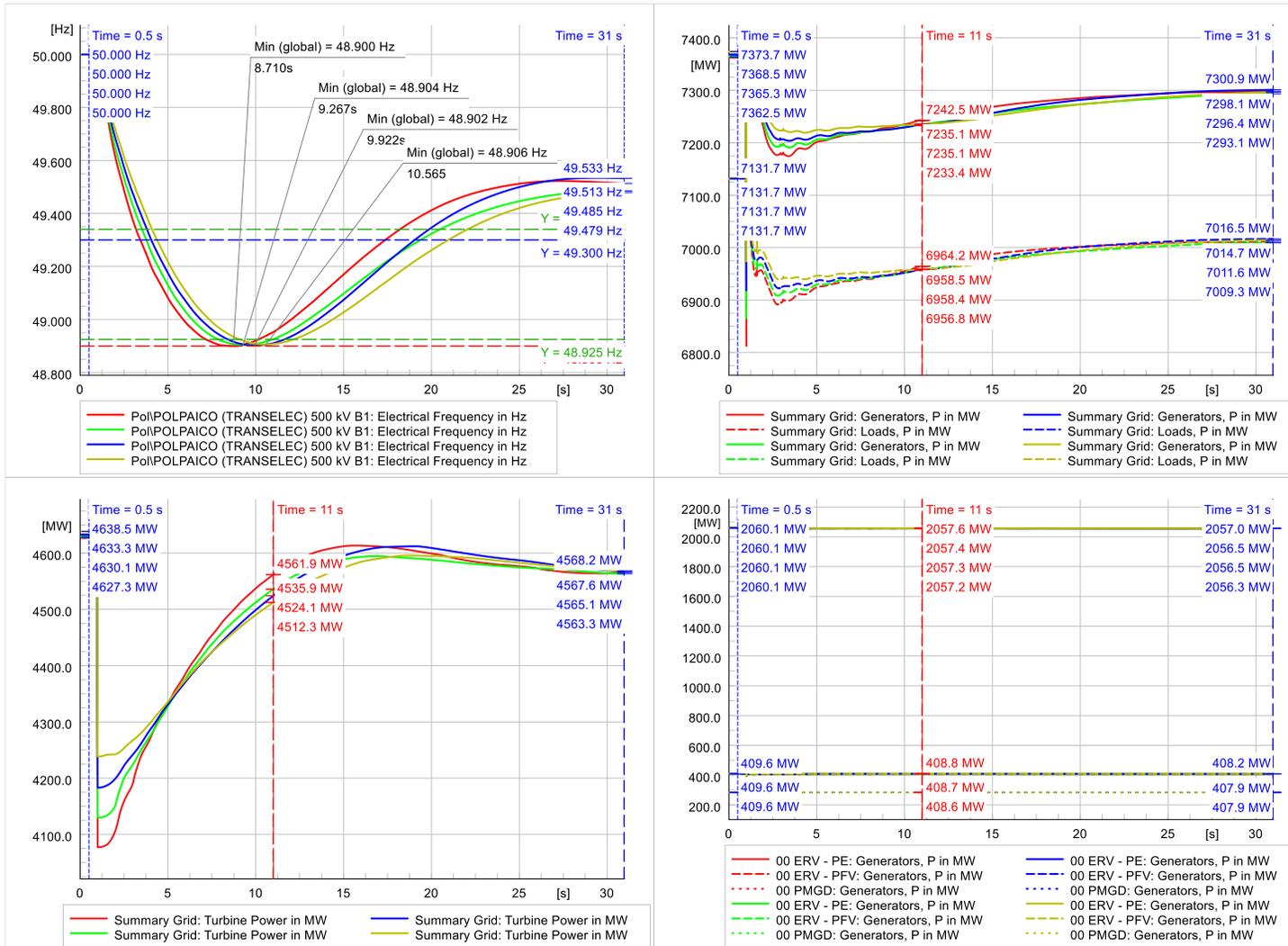


Figura 17: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión. Caso DB 07-04-2024.

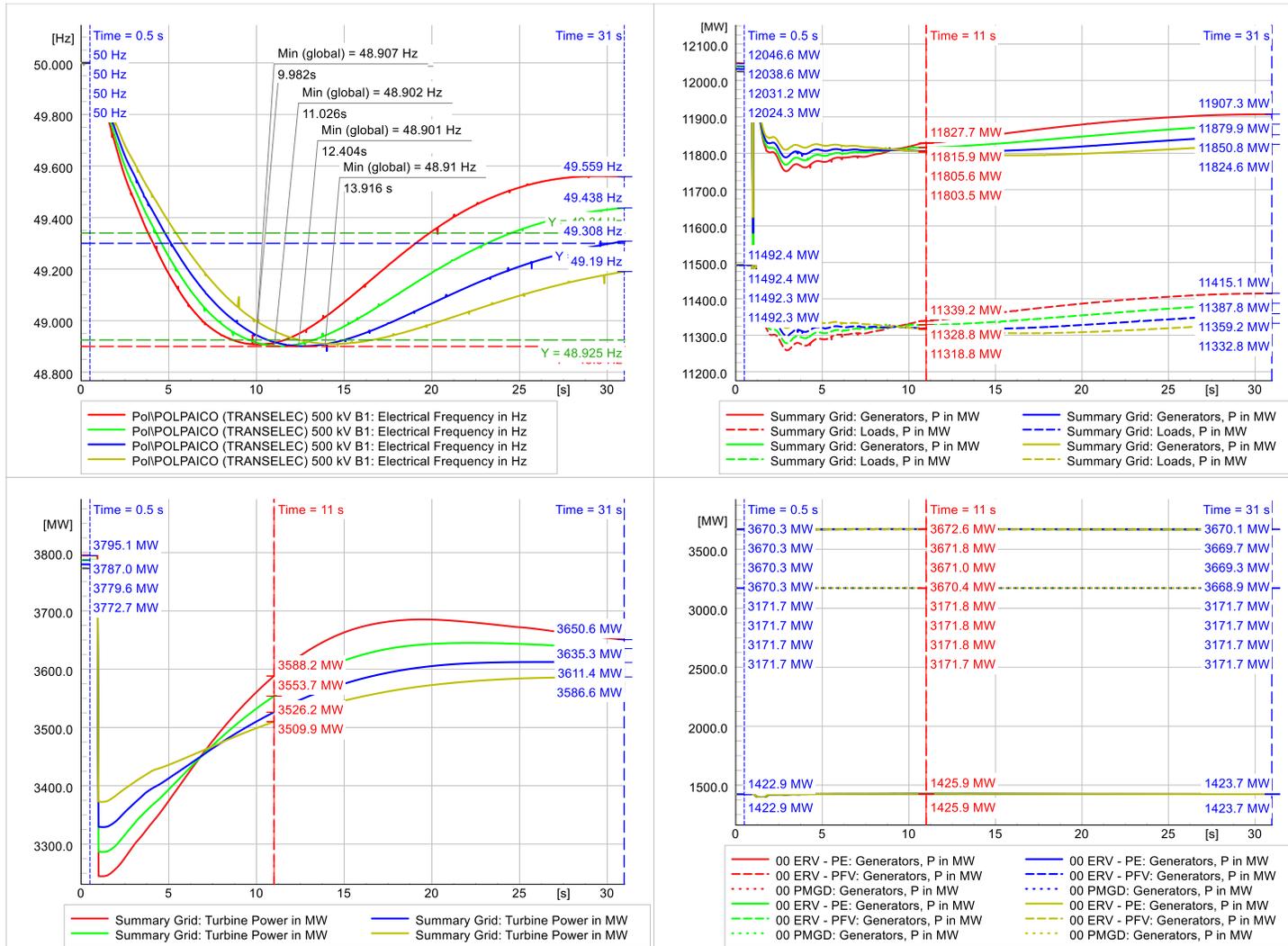


Figura 18: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión. Caso DA 04-03-2024.

Tabla 40: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión

Escenario	Caso	Inercia [GVAs]	Gen Bruta Total SEN [MW]	Gen Total ERV [MW]	% ERV	Potencia Desc [MW]	Inercia Desc [GVA*s]	ROCOF Post-cont [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	Aporte CPF @10s [MW]	CPF Inicial Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Frec. Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]
DB 07/04/2024 19:00	Caso 0	35.38	7371.9	2754.2	37.4%	400.0	3.2	-0.310	8.9	273.8	131.1	47.88%	48.906	10.565
	Caso 1	35.38	7421.9	2754.2	37.1%	450.0	3.2	-0.349	8.9	340.6	176.6	51.85%	48.902	9.922
	Caso 2	35.38	7418.5	2754.2	37.1%	500.0	3.2	-0.388	8.9	405.6	226.6	55.87%	48.904	9.267
	Caso 3	35.38	7416.0	2754.2	37.1%	550.0	3.2	-0.427	8.9	484.1	279.1	57.65%	48.900	8.710
DA 04/03/2024 16:00	Caso 0	34.71	11891.6	8265.1	69.5%	400.0	3.2	-0.369	9.6	137.2	73.2	53.35%	48.910	13.913
	Caso 1	34.71	11891.6	8265.1	69.5%	450.0	3.2	-0.357	9.6	196.0	101.1	51.58%	48.901	12.404
	Caso 2	34.71	11941.6	8265.1	69.2%	500.0	3.2	-0.396	9.6	266.8	134.3	50.34%	48.902	11.026
	Caso 3	34.71	11976.6	8265.1	69.0%	550.0	3.2	-0.436	9.6	344.0	175.2	50.93%	48.907	9.982

Con los resultados detallados en la Tabla 40 es posible establecer tendencias cuyas gráficas se muestran en la Figura 19. Se puede observar que, los requerimientos de CPF inicial se incrementan significativamente al aumentar la potencia desconectada, específicamente en razón de 1.39 y 1.38 por cada [MW] desconectado por sobre 400 [MW] para los escenarios demanda baja y demanda alta, respectivamente.

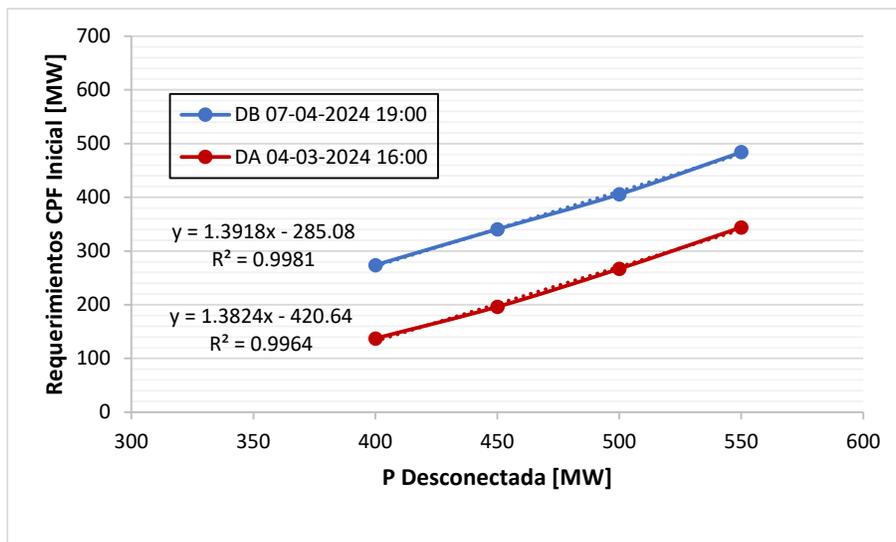


Figura 19: Requerimientos de CPF Inicial vs Gx Desconectada. Escenarios DA 22-12-2024 y DB 18-09-2024.

Por lo tanto, no es trivial establecer a priori si acaso, es más adecuado limitar la potencia máxima ante intervenciones en uno de los circuitos de las líneas de interconexión de grandes centrales, o indicar estos mayores montos de reservas requeridas para dar cumplimiento a los estándares establecidos en la NT. Esto pues la decisión obedece a criterios de carácter económico entre los costos de limitar generación respecto aquellos derivados del aumento de reservas requeridas.

#### 4.6 Análisis de Requerimientos de CPF ante Montos Menores de Desconexión

Este análisis aborda condiciones de operación donde se alcancen montos menores de desconexión de unidades que los utilizados en los Estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas publicados a la fecha. Esto es bajo los 400 [MW] que corresponde a la máxima Potencia desconectada ante una contingencia de severidad 5 de San Isidro II, junto con la mayor inercia correspondiente a alrededor de 3.4 [GVAs].

Lo anterior, considerando situaciones de escasez de recursos hidráulicos para participar en la prestación de CPF y que podría justificar instruir directamente a unidades térmicas como San Isidro II, U16 o incluso IEM a prestar el SC de CPF+, limitando su potencia máxima inyectable al sistema, con la consecuente disminución de la magnitud de la contingencia de severidad 5 que las involucre o ya sea porque las condiciones de despacho no consideran unidades en niveles de inyección altos.

Fueron analizados 3 escenarios, uno de demanda baja y baja inercia, estimado para el 07-04-2024 a las 19 hrs, uno de demanda alta con baja inercia previsto para el 04-03-2024 a las 16 hrs y otro con una demanda alta pero una inercia más alta en la misma fecha, pero a las 22 hrs (ver Tabla 41). Se analizaron montos de desconexión de 350 y 300 MW asociados a la desconexión de San Isidro II TG y TV.

Por otra parte, solamente se consideraron unidades convencionales participantes en el CPF y, para determinar los requerimientos mínimos de CPF inicial, se deshabilitan los gobernadores de las unidades participantes despachadas hasta obtener una respuesta crítica de la frecuencia, esto es  $f_{min} > 48.9\text{Hz}$  y  $f_{perm} > 49.3\text{Hz}$ .

Tabla 41: Escenarios considerados. Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Menores de Desconexión.

Escenario	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	P Desc [MW]	Inercia Desc [GVA*s]	ROCOF Post-cont [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]
DB 07-04-2024 19:00	35.38	7429.9	2754.2	37.1%	400.0	3.4	-0.313	8.86
DA 04-03-2024 16:00	34.71	12103.2	8763.5	72.4%	400.0	3.4	-0.319	9.56
DA 04-03-2024 22:00	59.53	11997.0	2202.7	18.4%	400.0	3.4	-0.178	13.33

##### 4.6.1 Resultados

Los resultados de las simulaciones para cada uno de los escenarios analizados se muestran a continuación.

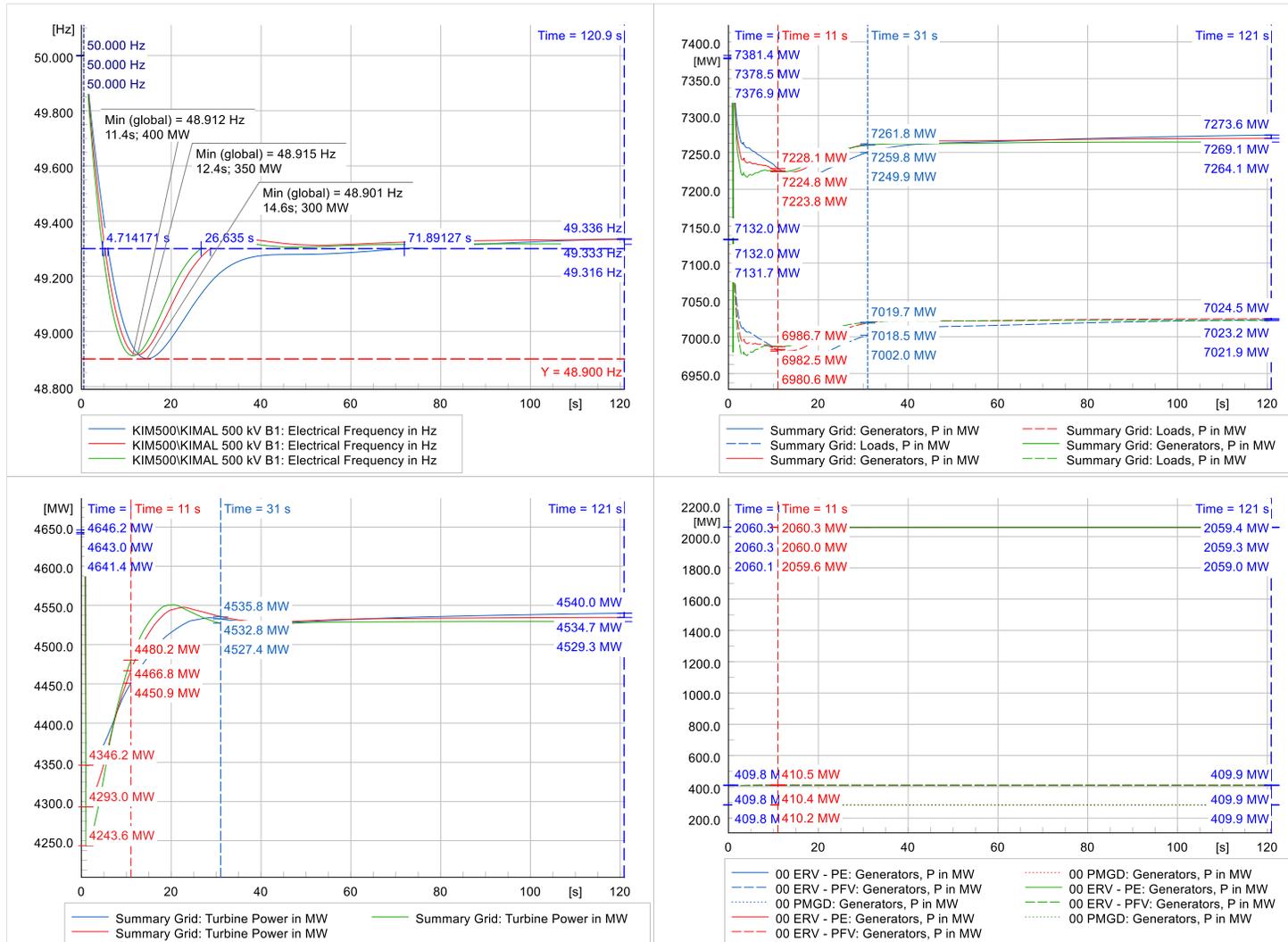


Figura 20: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Menores de Desconexión. Caso DB 07-04-2024.

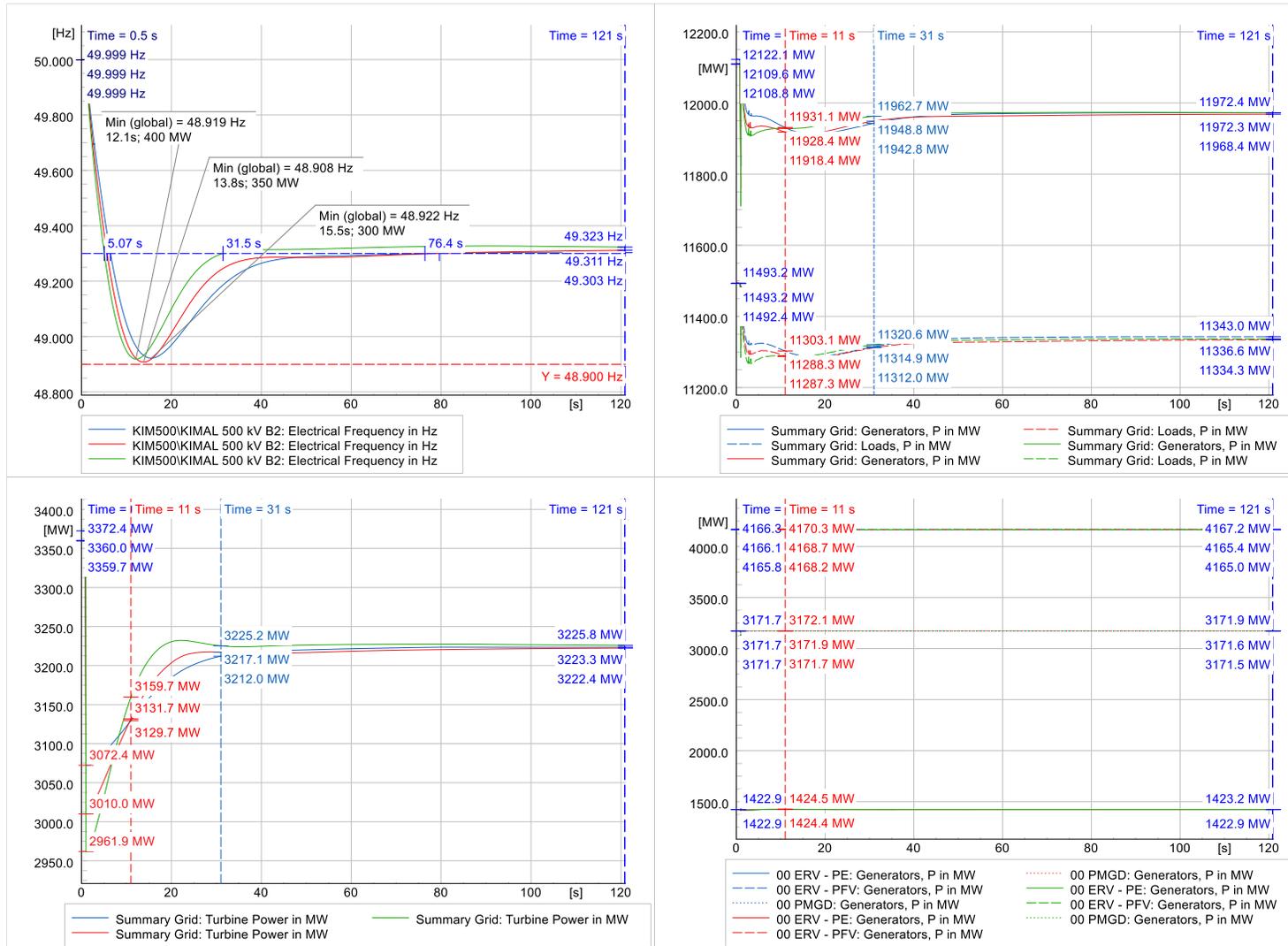


Figura 21: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión. Caso DA 04-03-2024 16:00 hrs.

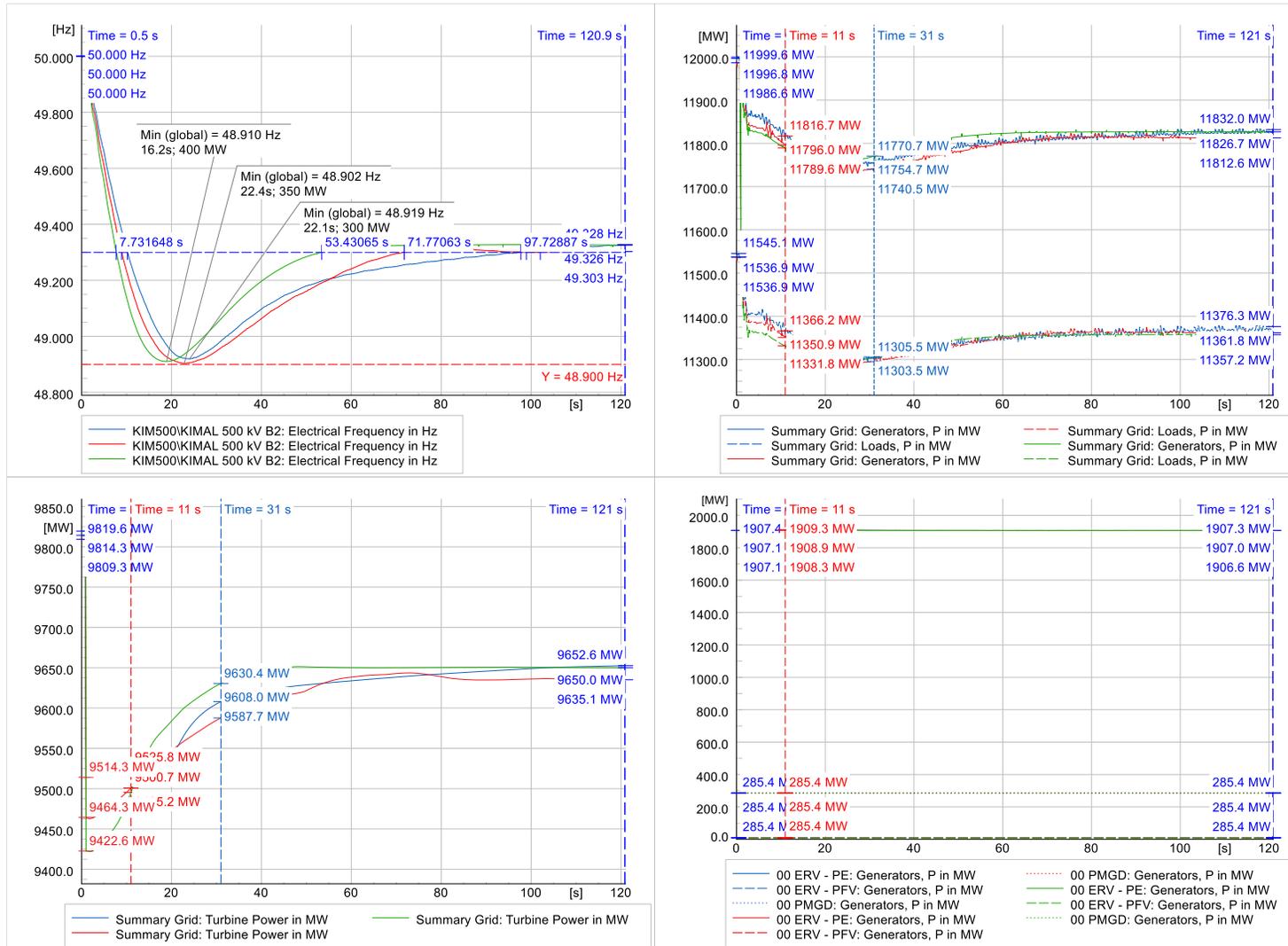


Figura 22: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión. Caso DA 04-03-2024 22:00 hrs.

Los resultados de las simulaciones de observan en la Figura 20 y Figura 21 para los casos de DB 07-04-2024 a las 19 hrs, DA 04-03-2024 16 hrs, respectivamente. La respuesta del SEN el escenario adicional correspondiente a DA 04-03-2024 a las 22 hrs se muestra en la Figura 22.

*Tabla 42: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión*

Escenario	Caso	Inercia [GVAs]	Gz Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	Potencia Desc [MW]	Inercia Desc [GVA*s]	ROCOF Post-cont [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	CPF Inicial			CPF Permanente			Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]	Frec Perm [Hz]
										Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @2min [MW]	Valor Efectivo 0-2min [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]			
DB 07-04-2024 19:00	Caso 0	35,38	7429,9	2754,2	37,1%	400,0	3,4	-0,313	8,86	236,8	116,8	49,31%	285,7	271,7	280,9	48,912	11,424	49,316
	Caso 1	35,38	7429,9	2754,2	37,1%	350,0	3,4	-0,274	8,86	173,8	80,4	46,28%	241,7	226,2	235,5	48,915	12,472	49,333
	Caso 2	35,38	7429,9	2754,2	37,1%	300,0	3,4	-0,235	8,86	104,7	44,7	42,67%	193,8	172,3	185,2	48,901	14,596	49,336
DA 04-03-2024 16:00	Caso 0	34,71	12103,2	8763,5	72,4%	400,0	3,4	-0,319	9,56	197,9	94,4	47,69%	263,9	249,1	258,0	48,919	12,1	49,323
	Caso 1	34,71	12103,2	8763,5	72,4%	350,0	3,4	-0,279	9,56	121,8	57,1	46,90%	212,4	192,9	204,6	48,908	13,8	49,311
	Caso 2	34,71	12103,2	8763,5	72,4%	300,0	3,4	-0,240	9,56	57,3	23,8	41,64%	150,7	132,2	143,3	48,922	15,5	49,303
DA 04-03-2024 22:00	Caso 0	59,53	11997,0	2202,7	18,4%	400,0	3,4	-0,178	13,33	72,6	24,0	33,06%	227,3	198,4	215,8	48,910	16,18	49,326
	Caso 1	59,53	11986,8	2202,7	18,4%	350,0	3,4	-0,156	13,33	33,1	11,9	36,06%	168,2	137,4	155,9	48,902	22,1	49,302
	Caso 2	59,53	11991,7	2202,7	18,4%	300,0	3,4	-0,134	13,33	8,5	2,6	30,30%	98,3	98,3	98,3	48,919	22,4	49,328

#### 4.6.1.1 Aporte CPF Permanente.

Respecto los resultados para los requerimientos permanentes, en la primera entrega del ECFyDR 2022 se muestra la siguiente expresión<sup>12</sup>:

$$\text{Aporte CPF@2min} = \text{Potencia Desconectada} - 0,011546 * \text{GxSEN} - 33,981432 - \Delta\text{Pérdidas}$$

Con esta expresión y posterior de aplicar un factor de aproximación, se obtienen los montos para los aportes permanentes como el valor efectivo a 5 minutos cuyo detalle se muestra en la Tabla 43.

*Tabla 43: Requerimientos CPF permanente para distintas condiciones de Gx Bruta Total del SEN y montos de potencia desconectada.*

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]		
	P.Desc. [MW]		
	400	350	300
6500	313	265	216
7000	306	257	208
7500	298	249	200
8000	290	241	192
8500	282	233	184
9000	274	225	176
9500	266	217	168
10000	258	209	160
10500	250	201	152
11000	242	193	144
12000	226	177	128
12500	218	169	120

Si se comparan estos resultados respecto el detalle de la Tabla 42, es posible darse cuenta de que los valores destacados en rojo son similares, además se debe considerar que las simulaciones solo se realizaron durante un tiempo bastante inferior a 5 minutos y no justifica realizar modificaciones. Por lo que se recomienda mantener el uso de los valores indicados en la Tabla 43 como requerimientos de CPF permanente para contingencias de generación.

#### 4.6.1.2 Aporte CPF Inicial

Con los resultados detallados en la Tabla 42 se pueden graficar ciertas tendencias para las distintas contingencias de generación presentes en la Figura 23. De esto se desprende que existe una reducción de los requerimientos de CPF inicial al haber una disminución de la potencia que se

<sup>12</sup> Informe Final ECFyDR2023 parte 1, título 4.1.2.3.1 Aporte CPF Permanente. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/06/Estudio-CFyDR-2023-Parte-1-Informe-Final.pdf>

desconecta, esto tiene una razón de 1.32 y 1.4 por cada [MW] por debajo los 400 [MW] en los escenarios demanda baja y demanda alta, respectivamente.

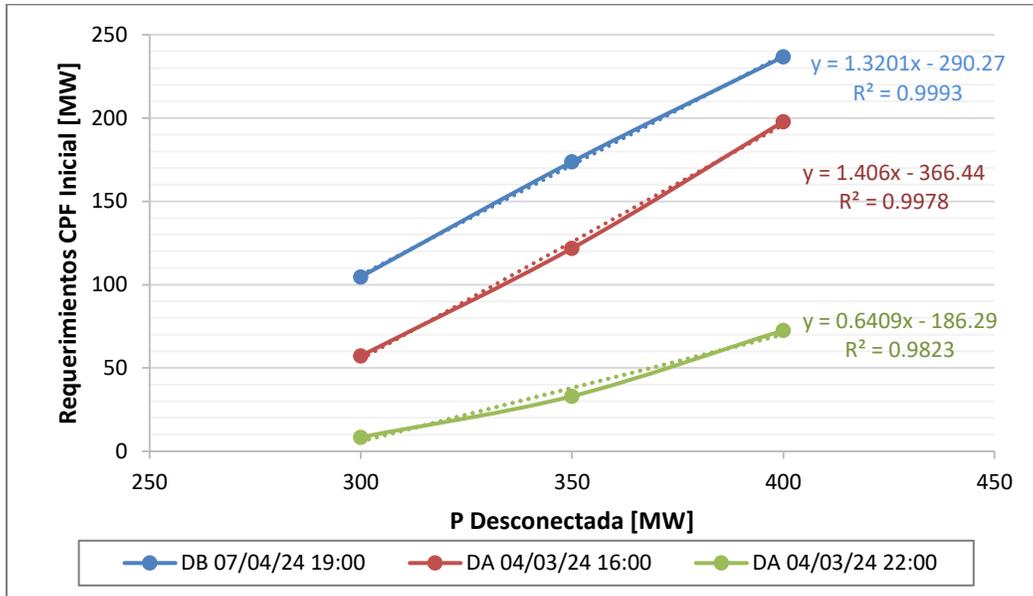


Figura 23: Requerimientos de CPF Inicial vs Gx Desconectada. Escenarios DB 07-04-2024, DA 04-03-2024 22:00 y DA 04-03-2024 16:00.

Por lo tanto, ante la certeza de que la unidad de mayor despacho se encuentre entre montos de 400-300 [MW], se podría disminuir los requerimientos de CPF inicial.

- Entre el escenario DB 07-04-2024 19:00 y DA 04-03-2024 16:00 hay solamente un cambio significativo en la Generación bruta total del SEN, por tanto se asume que al menos se puede reducir 1.3 MW de reserva por cada MW bajo los 400 [MW] de potencia desconectada.
- Entre el escenario DA 04-03-2024 16:00 y el DA 04-03-2024 22:00 se observa un cambio significativo entre los montos de inercia del SEN, donde para el caso DA 04-03-2024 22:00 se puede asumir que, por cada 1 MW de Potencia desconectada bajo los 400 [MW], se puede reducir 0.6 [MW] de requerimientos iniciales de CPF.

Sin embargo, al disminuir la potencia desconectada bajo 350[MW], se observa que los requerimientos de CPF inicial se reducen en una menor proporción en 2 de los 3 escenarios.

- Para el escenario DA 04-03-2024 16:00 esta reducción pasa de 1.52 a 1.29
- Para el escenarios DA 04-03-2024 22:00 esta reducción pasa de 0.79 a 0.49

Particularmente en los casos de alta inercia y demanda si no contempla este ajuste se puede concluir que no se requieren montos de aporte inicial para 300 [MW], lo cual no es correcto pues en las simulaciones se aprecia que si es requerido.

Tabla 44: Destalle cambios en la reducción de requerimientos de CPF inicial

Escenario	Caso	Potencia Desc [MW]	Inercia Desc [GVA*s]	ROCOF Post-cont [Hz/s]	CPF Inicial Aporte CPF @10s [MW]	Frec. Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]	Reducción CPF/PDesc [MW/MW]	Tasa Caso2 /Tasa Caso1
DB 07-04-2024 19:00	Caso 0	400	3,4	-0,313	236,8	48,912	11,424		110%
	Caso 1	350	3,4	-0,274	173,8	48,915	12,472	1,26	
	Caso 2	300	3,4	-0,235	104,7	48,901	14,596	1,382	
DA 04-03-2024 16:00	Caso 0	400	3,4	-0,319	197,9	48,919	12,1		85%
	Caso 1	350	3,4	-0,279	121,8	48,908	13,8	1,522	
	Caso 2	300	3,4	-0,24	57,3	48,922	15,5	1,29	
DA 04-03-2024 22:00	Caso 0	400	3,4	-0,178	72,6	48,910	16,18		62%
	Caso 1	350	3,4	-0,156	33,1	48,902	22,1	0,79	
	Caso 2	300	3,4	-0,134	8,5	48,919	22,4	0,492	

Los cambios en la razón que disminuyen los requerimientos de CPF inicial a medida que se reduce la potencia desconectada se detalla en la Tabla 44.

Por lo tanto, considerando todo lo anterior y asumiendo cifras conservadoras se recomiendan las siguientes tendencias.

- Al menos se puede asumir que los requerimientos disminuyen en razón 8:10 por cada [MW] por bajo 400 [MW] para todos los escenarios. A medida que se tienen condiciones de menor inercia la razón aumenta, alcanzando una reducción de hasta 13:10 [MW] de CPF inicial por cada [MW] bajo los 400 [MW]
- Se puede asumir que los requerimientos se reducen en razón 4.9:10 por cada [MW] por bajo 350 [MW] para todos los escenarios. A medida que se tienen condiciones de menor inercia la razón aumenta, alcanzando una reducción de hasta 8:10 [MW] de CPF inicial por cada [MW] bajo los 400 [MW]

Considerando los montos vigentes considerando 400 [MW] detallados en la Tabla 45, se pueden aportar tablas referenciales para una potencia desconectada de 350 [MW] y 300 [MW].

Tabla 45: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). Potencia Desconectada 400 [MW]

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	351	323	300	280	262	247	233	221	209	199	190	182
35	293	271	252	235	221	208	196	186	177	169	161	154
40	252	233	217	203	190	180	170	161	153	146	140	134
45	221	204	190	178	168	158	150	142	135	129	123	118
50	196	182	170	159	150	141	134	127	121	115	110	106
55	177	164	153	144	135	128	121	115	109	105	100	96
60	161	150	140	131	123	117	110	105	100	95	91	88

Tabla 46: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). Potencia Desconectada 350 [MW]

Gx Bruta Total Inercia [GVAs] \ SEN[MW]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 39)
30	286	258	235	215	197	182	168	156	144	134	125	117	CPFij-1,3*50MW
35	228	206	187	170	156	143	131	121	112	104	96	89	CPFij-1,3*50MW
40	192	173	157	143	130	120	110	101	93	86	80	74	CPFij-1,2*50MW
45	166	149	135	123	113	103	95	87	80	74	68	63	CPFij-1,1*50MW
50	146	132	120	109	100	91	84	77	71	65	60	56	CPFij-1*50MW
55	132	119	108	99	90	83	76	70	64	60	55	51	CPFij-0,9*50MW
60	121	110	100	91	83	77	70	65	60	55	51	48	CPFij-0,8*50MW

Tabla 47: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). Potencia Desconectada 300 [MW]

Gx Bruta Total Inercia [GVAs] \ SEN[MW]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 40)
30	246	218	195	175	157	142	128	116	104	94	85	77	CPFij-0,8*50MW
35	188	166	147	130	116	103	91	81	72	64	56	49	CPFij-0,8*50MW
40	155	136	120	106	93	83	73	64	56	49	43	37	CPFij-0,74*50MW
45	132	115	101	89	79	69	61	53	46	40	34	29	CPFij-0,68*50MW
50	115	101	89	78	69	60	53	46	40	34	29	25	CPFij-0,62*50MW
55	104	91	80	71	62	55	48	42	36	32	27	23	CPFij-0,55*50MW
60	96	85	75	66	58	52	45	40	35	30	26	22	CPFij-0,49*50MW

Posteriormente fueron realizadas verificaciones para dos escenarios de Demanda Media adicionales para corroborar condiciones intermedias de inercia y demanda. Para lo anterior fueron considerados 2 escenarios previstos, el primero para el 22-01-2024 a la 1 hr y el segundo para el 26-06-2024 a las 6 hrs. Este análisis solamente se enfoca en los requerimientos de CPF inicial por lo que se contemplan menores tiempos de simulación.

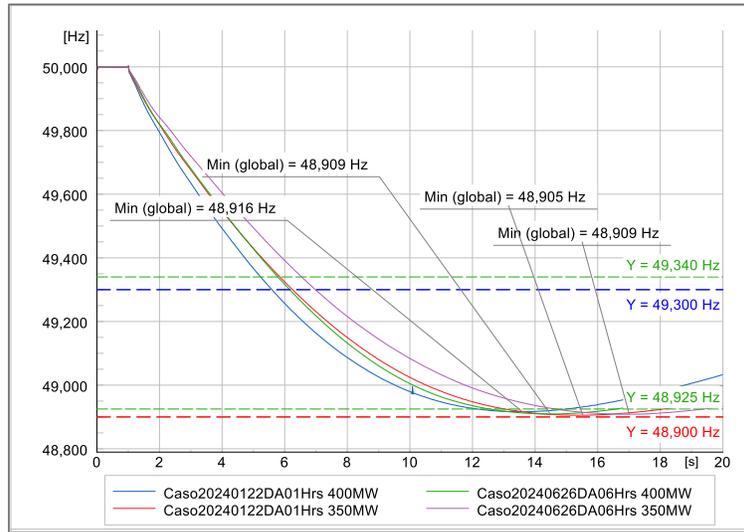


Figura 24: Frecuencia Eléctrica SEN. Verificación Escenarios previstos para 22-01-2024 a las 1:00 hrs y para 26-06-2024 a las 6:00 hrs

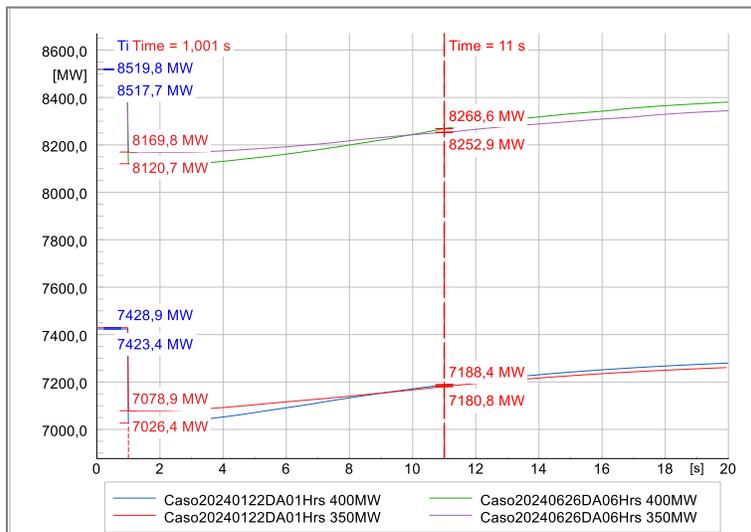


Figura 25: Potencia Turbina SEN. Verificación Escenarios previstos para 22-01-2024 a las 1:00 hrs y para 26-06-2024 a las 6:00 hrs

Los resultados de la verificación se detallan en la Tabla 48 y se aprecia que las requerimientos iniciales obtenidos son consistentes tanto respecto a los montos de aportes al CPF iniciales como así también en la reducción de dicho requerimientos en la medida que se reduce la potencia desconectada.

Tabla 48: Resultados Verificación Escenarios previstos para 22-01-2024 a las 1:00 hrs y para 26-06-2024 a las 6:00 hrs

Escenario	Inercia [GVA*s]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	P Desc [MW]	Inercia Desc [GVA*s]	ROCOF Post-cont [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	Aporte CPF @10s [MW]	Tasa Reducción CPF/PDesc [MW/MW]
DM 22-01-2024 01:00	44,02	8997,2	1685	18,7%	400	3,4	-0,227	8,83	162	1,20
	44,02	8997,2	1685	18,7%	350	3,4	-0,199	8,83	101,9	
DM 26-06-2024 06:00	50,5	9078	585,5	6,4%	400	3,4	-0,198	8,86	147,9	1,21
	50,5	9078	585,5	6,4%	350	3,4	-0,173	8,86	83,1	

Cabe señalar que, para condiciones donde el monto de CPF inicial sea igual o menor a un 50% del requerimiento permanente, es posible que este CPF inicial se obtenga por defecto al cumplir los requerimientos de CPF permanentes.

#### 4.7 Análisis de Requerimientos Control de Frecuencia ante Separación del SEN en Islas Asincrónicas.

En el marco del ECFyDR 2023 parte 2 se considera la determinación de reservas, requeridas para el control de frecuencia en el SEN, en circunstancias fuera de la operación normal. En particular, uno de los análisis corresponde a la operación ante riesgos de separación del SEN en islas asincrónicas, puntualmente el caso de intervenciones en el tramo Changos – Cumbre 500kV. En estas condiciones es necesario dar recomendaciones sobre las transferencias a mantener en el tramo mencionado, como así también las reservas para el control de frecuencia.

Por lo tanto, el objetivo de este análisis es establecer recomendaciones sobre las reservas para el control de frecuencia, las cuales deben considerar el riesgo de separación del SEN en islas asincrónicas ante intervenciones en el tramo Changos – Cumbre 500kV. Además, dado que el tramo mencionado se encuentra intervenido es necesario establecer recomendaciones de las transferencias a considerar durante el periodo de riesgo.

Se prevé la intervención del tramo Changos – Cumbre 500kV por un periodo de varios días, por lo que es necesario considerar situaciones de día y noche.

Durante el ECFyDR2021 fueron realizados análisis ante estas condiciones previstas para condiciones de día. Esto permite ya contar con algunos criterios para recomendar, no obstante solamente fueron analizadas condiciones de día.<sup>13</sup> Específicamente:

- CPF variaciones instantáneas Demanda neta, CSF y CTF, se puede recomendar considerar una distribución proporcional entre las reservas para el Norte Grande y el Centro Sur.
- CPF contingencias Centro Sur asumo demanda e inercia y tablas ECFyDR 2023 parte 1. Siempre cuando se desee evitar activar EDAC y se deben considerar la generación bruta total e inercia desde Changos 500kV al Sur.

Gx Bruta Total SEN[MW]	Inercia [GVAs]												Generación	
	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	Total SEN	Aporte CPF
													[MW]	[MW]
30	351	323	300	280	262	247	233	221	209	199	190	182	7000	293
35	293	271	252	235	221	208	196	186	177	169	161	154	7500	285
40	252	233	217	203	190	180	170	161	153	146	140	134	8000	278
45	221	204	190	178	168	158	150	142	135	129	123	118	8500	270
50	196	182	170	159	150	141	134	127	121	115	110	106	9000	262
55	177	164	153	144	135	128	121	115	109	105	100	96	9500	255
60	161	150	140	131	123	117	110	105	100	95	91	88	10000	247
													10500	239
													11000	231
													11500	224
													12000	216
													12500	208

<sup>13</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/12/Estudio-CFyDR-2021-Parte-2-Informe-Final.pdf>

#### 4.7.1 EDAC de la Zona Norte del SEN

En conformidad con lo detallado en el Estudio EDAC<sup>14</sup>, el EDAC por subfrecuencia vigente en el Norte Grande consideraba un monto total de carga a desconectar de 762 MW, repartidos en 8 escalones activados por umbrales de frecuencia absoluta. El primer ajuste corresponde a 49.0 Hz y el último corresponde a 48.3 Hz, con pasos de 0.1 Hz. **El escalón 1 de 49.0 Hz se encuentra actualmente deshabilitado**. Los montos disponibles para el EDAC por subfrecuencia del Norte Grande se resumen en la siguiente tabla:

Escalón		Carga asignada por Escalón [MW]	Carga Acumulada [MW]
Escalón 1	49,0 Hz	45.7	45.7
Escalón 2	48,9 Hz	52.0	97.7
Escalón 3	48,8 Hz	102.9	200.6
Escalón 4	48,7 Hz	90.9	291.5
Escalón 5	48,6 Hz	104.8	396.3
Escalón 6	48,5 Hz	123.8	520.2
Escalón 7	48,4 Hz	122.1	642.3
Escalón 8	48,3 Hz	119.2	761.5

Cabe señalar que estos escalones tienen procedencia desde antes de la interconexión del SEN entre los sistemas interconectado del Norte Grande (SING) y Central (SIC).

#### 4.7.2 Escenarios considerados

En términos generales los escenarios considerados se resumen en la Tabla 49.

*Tabla 49: Escenarios Considerados. Análisis Separación del SEN en islas Asíncronas*

Escenario	GxTotal [MW]	InerciaTotal [GVAs]	GxERV [MW]	% ERV	InerciaNG [GVAs]	CapNomTotal [MVA]	Inercia [s]
DA día 20240304DA 16Hrs	12086	37,77	8492,1	70,3%	10,21	9392,5	4,022
DA Noche 20240304DA 22Hrs	12097,4	62,49	2202,7	18,2%	16,29	14719,7	4,246

Mayores detalles para cada uno de los escenarios se describen a continuación.

##### 4.7.2.1 Demanda Alta Noche

En primera instancia, fue considerado el escenario DA noche, en el cual el Norte Grande tiene demanda de aproximadamente 2500 MW.

Las unidades despachadas consideradas totalizan alrededor de 16,4 GVAs de inercia y con un despacho que incluye:

<sup>14</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/11/Estudio-EDAC-2020-Informe-Final.pdf>

- NTO: 135MW,
- 2xANG: 250MWc/u,
- 2xCCH: 250MWc/u,
- U16: 350MW,
- CTM3 TG TV: 160MW
- KelarTG1-TG2-TV:130MWc/u.

Las transferencias hacia Changos son de alrededor de 130MW.

Se activaron los controladores de carga/velocidad de todas las unidades descritas, excepto el de la NTO. No fueron contempladas plantas ERV participantes en el CPF.

#### **4.7.2.2 Demanda alta día**

Se considera un escenario de demanda alta durante el día, donde el NG tiene una demanda del orden de 2400 MW

La inercia del Norte Grande corresponde a 10,21 GVAs y con un despacho que incluye:

- TER ANGAMOS U1 109,50MW
- TER ANGAMOS U2 111,00MW
- TER COCHRANE U1 88,40MW
- TER COCHRANE U2 88,40MW
- TER NORGENER U1 55,00MW
- TER TOCOPILLA U16-TG-TV 130,00MW
- TSOL CSP Cerro Dominador 110,00MW

Las transferencias de Changos al SEN son del orden de 150MW.

Las unidades participantes del CPF corresponden al listado anterior a excepción de TSOL CSP Cerro Dominador. No fueron contempladas plantas ERV participantes en el CPF, no obstante cobra relevancia analizar si hay activación de esquemas HFRT.

#### **4.7.3 Criterios operacionales**

Dado que es posible justificar la consideración de reservas para la operación normal (CPF, CSF y CTF) distribuidas proporcionalmente, los análisis se concentran en simulaciones de contingencias de generación y consumos y transferencias Changos – Cumbre 500kV en ambos sentidos.

Sin perjuicio de lo anterior, se pueden asumir ciertas simplificaciones tomando en cuenta el despacho esperado y previsto

- Se asume que en condiciones de día las transferencias son desde Changos hacia Cumbre, en cuyo caso la contingencia más delicada pero menos probable es la pérdida de un gran consumo. Este puede ser desde 60 [MW] hasta unos 100 [MW] y estas condiciones derivan

en sobrefrecuencias que deben evitar que superen los 51.5 [Hz]. En estas condiciones cobra relevancia la implementación de la fase 0 del PDCE, que contempla un EDAG ante sobrefrecuencias establecido según los siguientes escalones. La contingencia considerada es la desconexión de la línea Domeyko - Laguna Seca 220kV lo que conlleva la pérdida de los consumos en SE Laguna Seca 220kV con alrededor de 100 [MW].

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

- Se contemplan condiciones de noche con el Norte Grande importando potencia desde el Centro Sur y, en cuyas circunstancias, la contingencia más severa corresponde a la severidad 5 de la unidad de mayor tamaño e inercia. Para lo anterior, se contempla la U16 de central Tocopilla.
- Las contingencias de generación durante condiciones de día y Norte Grande importando deberían ser menos exigentes.

#### 4.7.3.1 Criterio N-1

Se asume que la interconexión del Norte Grande está bajo riesgo y que el sistema separado en islas asincrónicas debe mantenerse en una operación estable y en cumplimiento de estándares operativos.

El criterio N-1, en términos simples, establece que ante la ocurrencia de una contingencia esta debe contenerse pero, dado que se conoce de antemano que la interconexión está en riesgo, se recomienda tomar resguardos adicionales:

1. Si ocurre la pérdida de la interconexión
2. Si ambas islas están en condiciones de operación normal pero restableciendo las reservas (potencia activa y reactiva),
3. Se recomienda evaluar que consideraciones se deben tener en cuenta para ser capaz de afrontar una contingencia simple dado que, además,

- a. ambas islas asincrónicas son menos rígidas, en términos de inercia y amortiguamiento de la demanda, que el SEN en su conjunto.
- b. Medidas de asignación de reservas no se recomienda que sean realizadas mientras se reestablece interconexión. Deben realizarse anticipadamente.

Considerar una contingencia en circunstancias que en las islas asincrónicas están restituyendo la reservas, es análogo a contemplar que, luego de perder la interconexión, ocurre una contingencia simple.

Por lo tanto se van a analizar 3 situaciones:

- 1) Para condiciones de noche, con transferencias desde Cumbre hacia Changos, que niveles de transferencia y reservas permiten cumplir con los estándares establecidos en la NT, en particular cobra relevancia evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC
- 2) Para condiciones de noche con transferencias desde Cumbre hacia Changos ver qué aspectos cobran relevancia si, al momento de perder la interconexión ocurre una contingencia de generación, en cuyo caso probablemente sea difícil evitar la activación del EDAC.
- 3) Para condiciones de día con transferencia hacia Cumbre desde Changos ver qué aspectos cobran relevancia si al momento de perder la interconexión, ocurre una contingencia con un alto monto de consumo desconectados.

#### **4.7.3.2 Activación del EDAC**

En conformidad a lo establecido en la NT SSCC en el art. 3-11 se considera que las reservas determinadas deben evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC. No obstante, es posible sea muy difícil o simplemente infactible para el Norte Grande cuando queda aislado del resto del SEN.

#### **4.7.3.3 Determinación de requerimientos de CPF ante contingencias**

Para la determinación de los requerimientos mínimos de CPF ante contingencias se considera según los estándares normativos que debe cumplirá la respuesta de la frecuencia ante contingencias.

- Para reservas de subida correspondiente a contingencias de generación se debe cumplir que la respuesta no debe descender bajo los 48.9 Hz para evitar la actuación del EDAC, en conformidad con el art. 3-11 NT SSCC.
- Para reservas de bajada debe evitarse que se activen esquemas EDAG, como la fase 0 del PDCE primer escalón a los 51.3[Hz], y también que se desconecten parques ERV que según la NT SyCS a los 51.5[Hz] se admite su desconexión.
- Para tanto reservas de subida y bajada, la frecuencia debe alcanzar un error estacionario postcontingencia menor a 0.7 Hz, conforme a lo establecido en el art 5-25 de la NT SyCS.

#### **4.7.4 Casos analizados**

##### **4.7.4.1 Condición 1: Demanda Alta Noche y perdida interconexión**

Para el escenario de demanda alta noche, fueron analizados distintos casos con distintos niveles de transferencias desde Cumbre hacia Changos.

Se considera el sistema del Norte Grande conectado al resto SEN mediante solamente un circuito del tramo Changos - Cumbre 500kV y se aplica el evento de apertura.

Los casos analizados son los siguientes:

1. Tx200MW
2. Tx150MW

##### **4.7.4.2 Condición 2: Demanda Alta Noche y análisis severidad 5 luego de pérdida de interconexión.**

Para el escenario de demanda alta noche, fueron analizados 5 casos para poder ver la situación base y el efecto de:

- la potencia máxima desconectada en el Norte Grande,
- las transferencias por la interconexión del Norte Grande con el resto del SEN
- las unidades participantes en el CPF

Se considera el sistema del Norte Grande conectado al resto SEN mediante solamente un circuito del tramo Changos - Cumbre 500kV y se aplica el evento de apertura y posteriormente se aplica la contingencia de severidad 5 de la U16 de Central Tocopilla.

El caso base se denomina PDesc350MW Tx130MW y los restantes,

3. PDesc250MW Tx130MW
4. PDesc250MW Tx50MW
5. PDesc250MW Tx50MW CPFconBESS
6. PDesc250MW Tx50MW CPFsoloKelar

Donde, *PDesc* corresponde al despacho de la U16, CPF con BESS significa que, además de considerar las unidades participantes en el CPF descritas, se consideran los BESS Angamos, Cochrane y Andes participantes en el CPF. Finalmente, para ver el efecto de contar con menos unidades participantes en el CPF y por ende, menores reservas, se considera un caso con solamente las unidades TG1 y TG2 de la Central Kelar participando en el CPF.

##### **4.7.4.3 Condición 3: Demanda Alta Día y análisis severidad 5 luego de pérdida de interconexión.**

Para el escenario de demanda alta durante el día se analizaron solamente 2 casos para ver el efecto de:

- Transferencias por la interconexión del Norte Grande con el resto del SEN
- Efecto de esquemas HFRT y requerimientos de reservas.

Se considera que la desconexión de los consumos en SE Laguna Seca derivan en un monto que, en todos los casos, corresponde a alrededor de 100MW y no es posible establecer otros montos como en el caso de los generadores.

El caso base se denomina BaseTx130MW y los restantes,

1. Tx150MWCPFadj
2. Tx50MWCPFadj

En el caso base se consideran en servicio la gran mayoría de modelos ERV, mientras que en los casos restantes se limitó la activación de HFRT mediante dejar F/S lo modelos de plantas de carácter genérico. Este modelo genérico es empleado para parque previstos y, por tanto, se considera que sus lógicas HFRT no necesariamente se encuentran habilitadas. No obstante, se observa que hay aportes de HFRT los cuales fueron considerados como aporte al CPF para efectos de la determinación de requerimientos mínimo de CPF de bajada. El detalle de los aportes por cada parque ERV se adjunta como parte de los anexos de este informe.

#### **4.7.5 Resultados**

Para ambos escenarios fueron analizados distintos montos de transferencia por tramo Changos Cumbre. Para transferencias de Cumbre a Changos 500kV del orden de 150MW es posible evitar la activación del EDAC ante la pérdida del enlace, siempre cuando se cuente con una reserva de CPF distribuida en alrededor de 8 unidades (2xANG 2xCCH CTM3 U16 Kelar TG1 TG2).

##### **4.7.5.1 Condición 1: Demanda Alta Noche y perdida interconexión**

Se analizaron distintos casos, se consideró la apertura del SEN y se analizó en qué monto de transferencias, con las reservas indicadas, se logra evitar la actuación del EDAC.

En la Figura 26 se observa la generación bruta total del Norte Grande, donde se aprecia que hay montos iniciales que dependen de las importaciones de potencia activa desde el SEN. Posteriormente, puede visualizarse reducciones discontinuas de potencia eléctricas asociadas a los desprendimientos de carga por acción del EDAC, que se reflejan en la potencia eléctrica de los generadores.

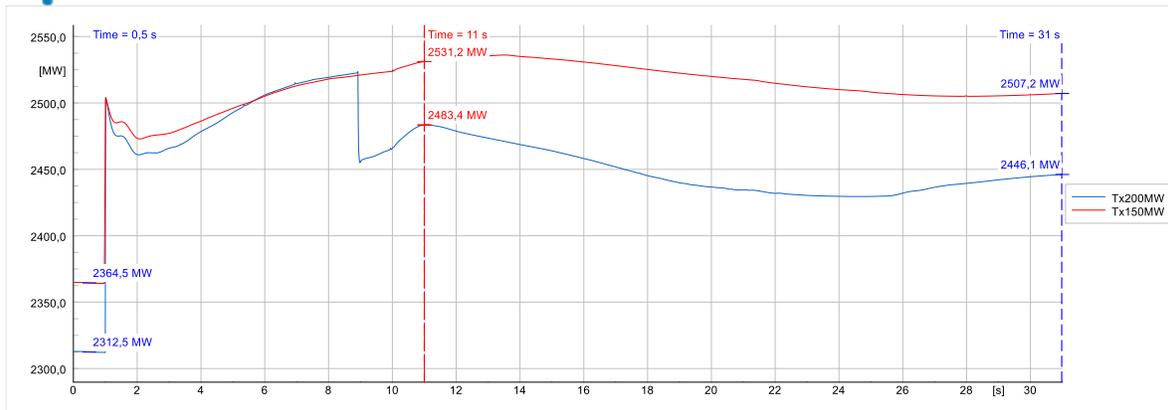


Figura 26 Generación interna Norte Grande, Escenario Demanda Alta Noche.

Como complemento de la Figura 27 se muestra en la Figura 34 las transferencias por el tramo Changos Cumbre 500kV, donde se aprecian 2 casos con transferencias iniciales del orden de 200[MW] y alrededor de 150[MW].

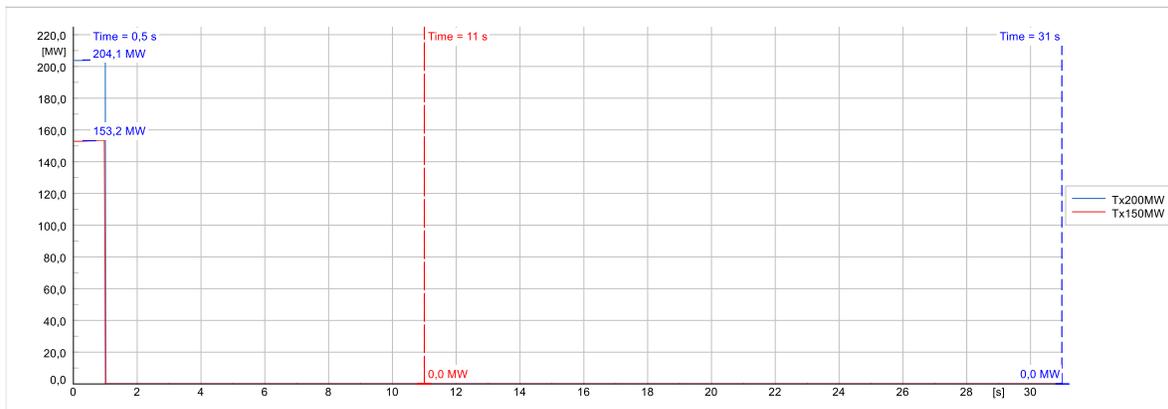
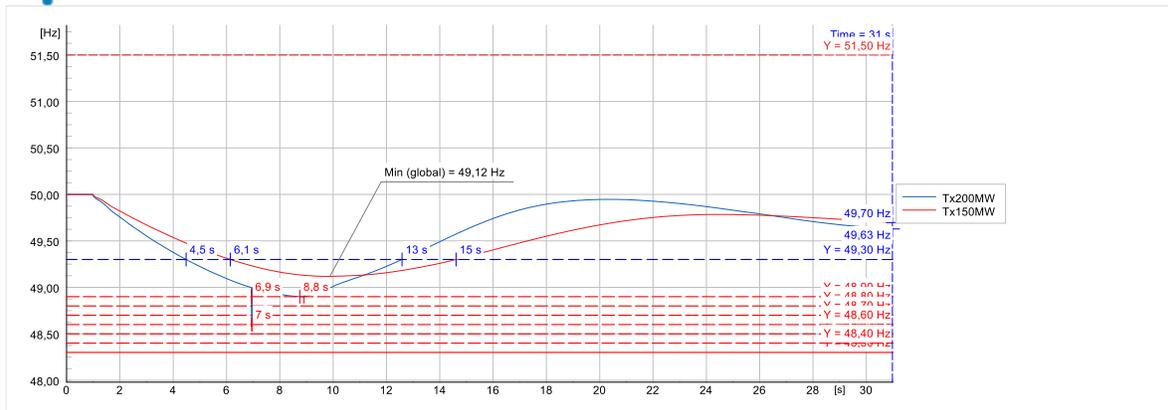


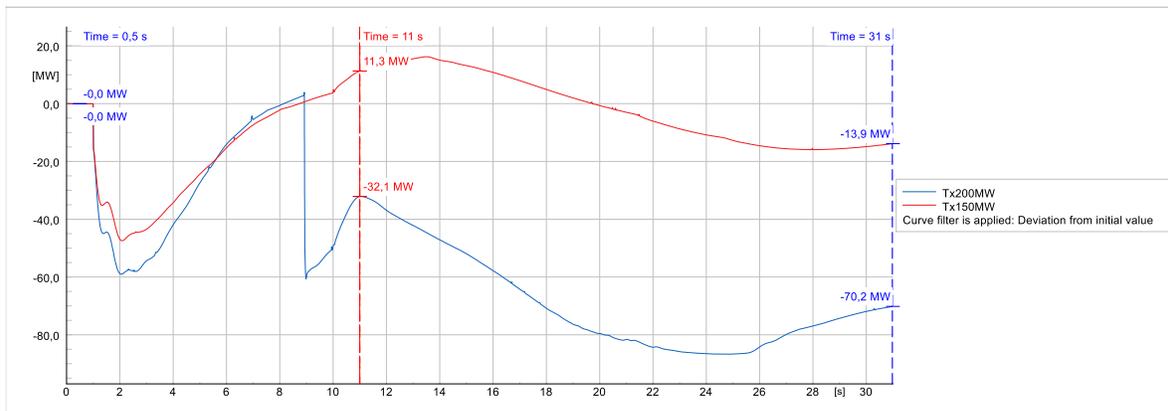
Figura 27 Transferencias Changos Cumbre 500kV: Escenario Demanda Alta Noche.

En la Figura 28 se observa la frecuencia eléctrica en la barra Encuentro 220kV para los 2 casos distintos. Se aprecia que la tasa de caída inicial de la frecuencia va en descenso debido que se va reduciendo las transferencias por la interconexión con el resto del SEN. Se puede visualizar que para 200[MW] de transferencias Cumbre hacia Changos la frecuencia alcanza los 48.9Hz, lo que produce el desprendimiento de carga por activación del EDAC, casi a los 8 segundos luego de ocurrida la contingencia. En este sentido es posible inferir que la acción del control primario es relativamente lenta para evitar la activación del EDAC para 200[MW] de transferencias. Para 150[MW] de transferencias se logra evitar la actuación del EDAC con bastante holgura pues la frecuencia mínima alcanza 49,12[Hz], pero cobra relevancia considerar que se tiene CPF distribuido en 8 unidades.



*Figura 28 Frecuencia Eléctrica barra Encuentro 220kV. Escenario Demanda Alta Noche.*

Por otro lado, en la Figura 29 puede apreciarse que para 200[MW] se alcanza a activar solamente 1 escalón del EDAC (frecuencia mínima 48.9 Hz). En este caso, la reducción de carga respecto el valor inicial alcanza cerca de 70[MW].



*Figura 29 Desviación de la Carga del Norte Grande. Escenario Demanda Alta Noche.*

En la Figura 30 se puede apreciar la respuesta de la potencia de turbina en el Norte Grande, donde se determina que el aporte al CPF a los @10s es del orden de 180[MW] para el caso con 150[MW] de transferencias. Si se realiza el mismo cálculo para el caso con 200[MW] de transferencias se obtiene cerca de 240[MW], lo que se explica por la mayor excursión de la frecuencia y que implica una mayor acción de los controladores de carga/velocidad. No fueron contempladas plantas ERV participantes en el CPF.

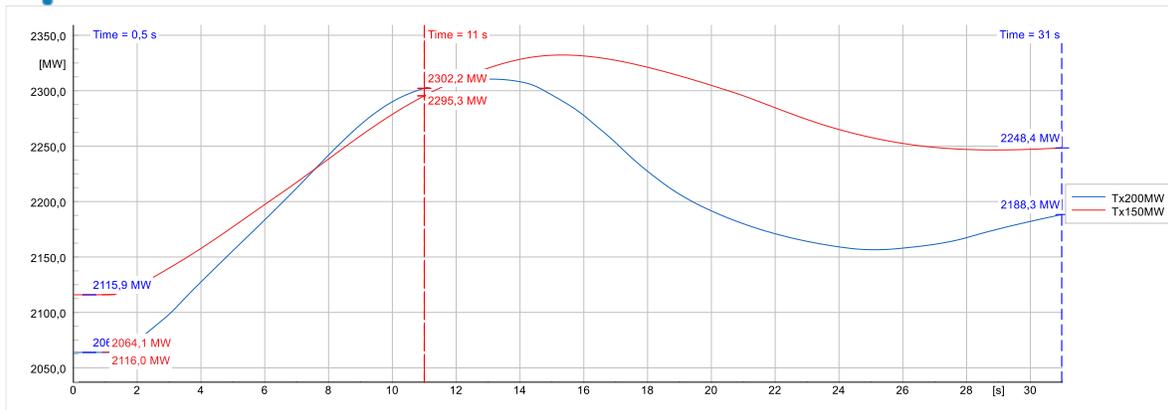


Figura 30 Potencia Turbina unidades del Norte Grande (arriba). Escenario Demanda Alta Noche.

En la Figura 31 se pueden observar las respuestas en las barras de las SSSEE Domeyko y Parinacota 220kV, correspondientes a las barras donde la tensión es menor y mayor, respectivamente, sin observarse problemas.

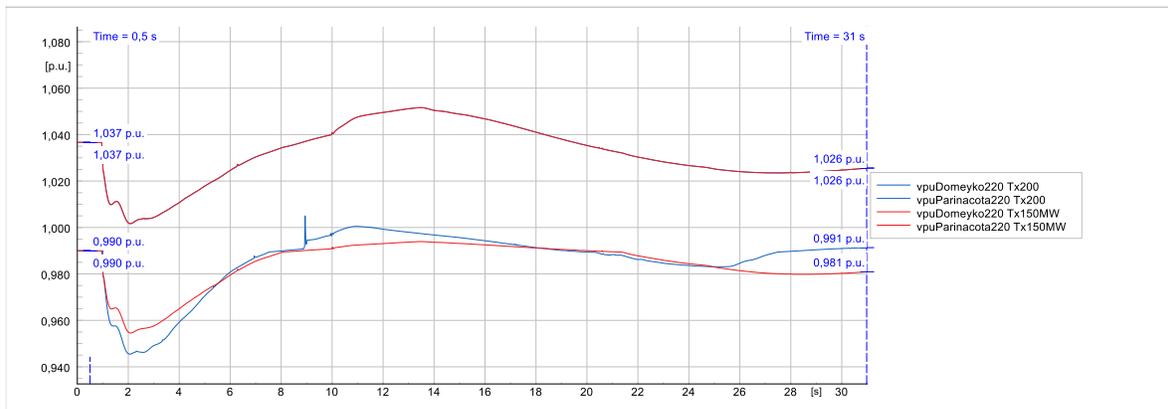


Figura 31 Tensiones en barras SS/EE Parinacota y Domeyko 220kV. Escenario Demanda Alta Noche.

En la Figura 32 se pueden apreciar la respuesta de los ángulos róticos de las principales unidades del Norte Grande. No se observan problemas de excursión angular.

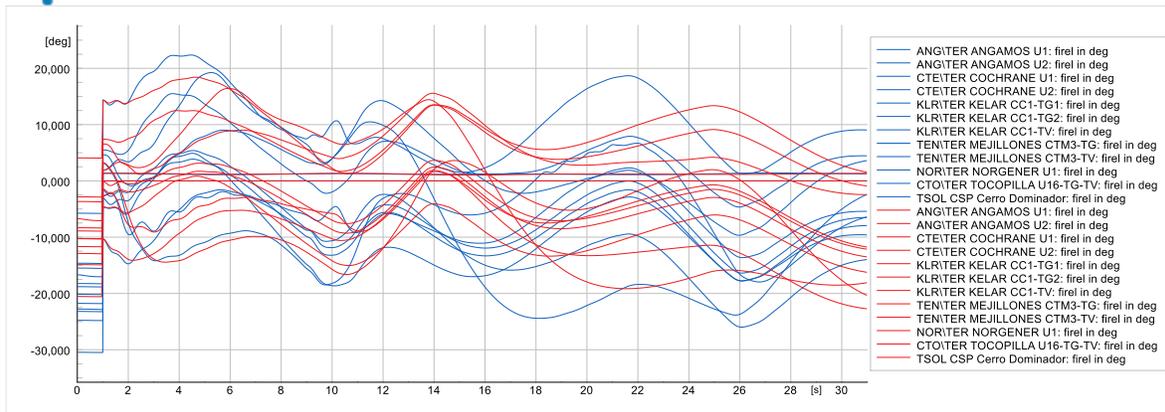


Figura 32 Ángulos Rótoricos unidades del Norte Grande. Escenario Demanda Alta Noche.

#### 4.7.5.2 Condición 2: Demanda Alta Noche y análisis severidad 5 luego de pérdida de interconexión.

Se analizaron distintos casos, se consideró la apertura del SEN y la contingencia de severidad 5 de la U16. En todos los casos fue imposible evitar activar el EDAC.

En la Figura 33 se observa la generación bruta total del Norte Grande, donde se aprecia que hay montos iniciales que dependen de las importaciones de potencia activa desde el SEN. Posteriormente, puede visualizarse reducciones discontinuas de potencia eléctrica asociadas a los desprendimientos de carga por acción del EDAC, que se reflejan en la potencia eléctrica de los generadores.

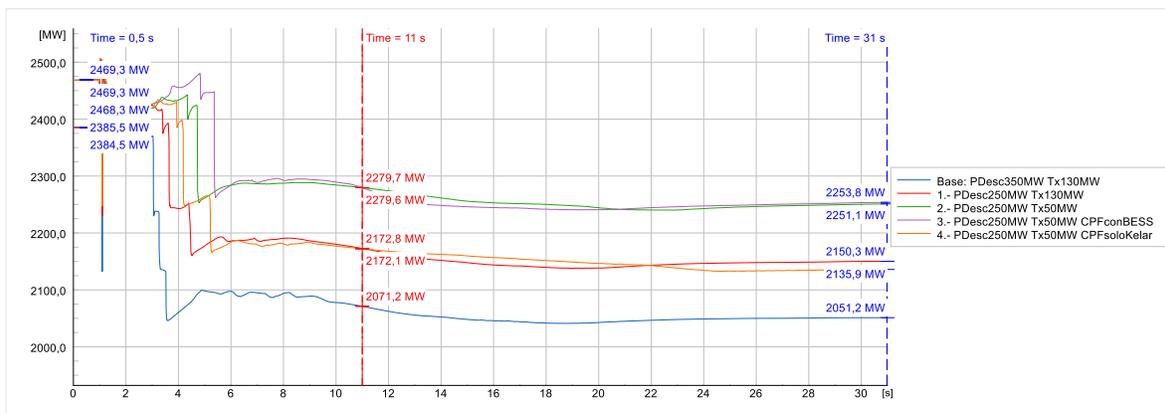
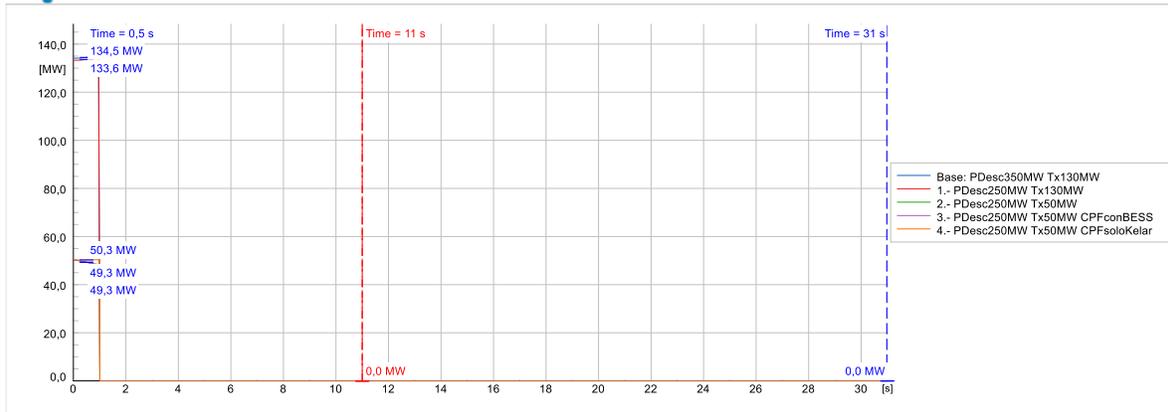


Figura 33 Generación interna Norte Grande, Escenario Demanda Alta Noche.

Como complemento de la Figura 33 se muestra en la Figura 34 las transferencias por el tramo Changos Cumbre 500kV, donde se aprecian 2 casos con transferencias iniciales del orden de 130MW y 3 casos alrededor de 50MW.



*Figura 34 Transferencias Changos Cumbre 500kV: Escenario Demanda Alta Noche.*

En la Figura 35 se observa la frecuencia eléctrica en la barra Encuentro 220kV para los 5 casos distintos. Se aprecia que la tasa de caída inicial de la frecuencia va en descenso desde el caso base al caso 3 debido que se va reduciendo la potencia desconectada y las transferencias por la interconexión con el resto del SEN. Se puede visualizar que la frecuencia alcanza los 48.9Hz, lo que produce el desprendimiento de carga por activación del EDAC, pocos segundos luego de ocurrida la contingencia y cuyo rango va desde los 1.7 a 3.7 segundos postcontingencia. En este sentido es posible inferir que la acción del control primario es relativamente lenta para evitar la activación del EDAC.

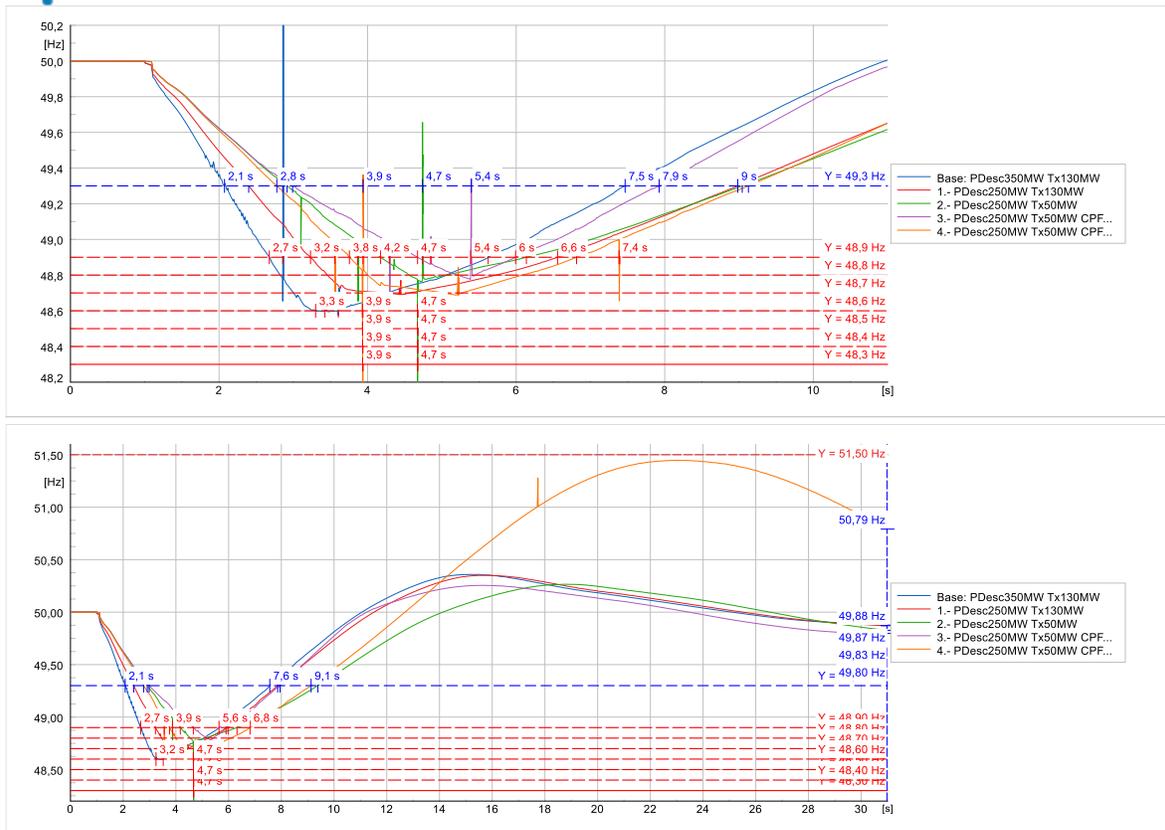


Figura 35 Frecuencia Eléctrica barra Encuentro 220kV. Escenario Demanda Alta Noche.

Se opta por tener un detalle de la Figura 35 en los primeros 10 segundos postcontingencia de simulación para apreciar la actuación del EDAC, pero posteriormente se muestra la simulación completa para observar la respuesta del Norte Grande ante la desconexión de carga. Se puede visualizar que, en el caso donde se cuenta con una disponibilidad reducida de unidades en el CPF (Caso 4.- CPF solo Kelar TG1 TG2), la frecuencia realiza una excursión cercana a los 51.5 [Hz] lo que podría activar esquemas ante sobrefrecuencias y provocar aun una mayor desconexión de generación y luego, carga. Lo anterior puede traer problemas serios a la operación del sistema del Norte Grande por lo que se recomienda mantener un número mayor de unidades participantes en el CPF para afrontar el desbalance provocado por acción del EDAC, como así también que los montos de carga desconectados sean lo más acorde al desbalance inicial de generación.

Por otro lado, en la Figura 36 puede apreciarse que, en el caso más desfavorable y correspondiente al caso base, se alcanza a activar 4 escalones del EDAC (frecuencia mínima 48.6 Hz), mientras que en los casos más favorables, correspondientes a los casos 2 y 3 se llegan a activar 2 escalones (frecuencia mínima cerca de 48.8 [Hz]). En los casos donde se desprenden 4 escalones, la reducción de carga respecto el valor inicial supera los 400 [MW], mientras que al activar solamente 2 escalones la reducción de carga es alrededor de 230 [MW].

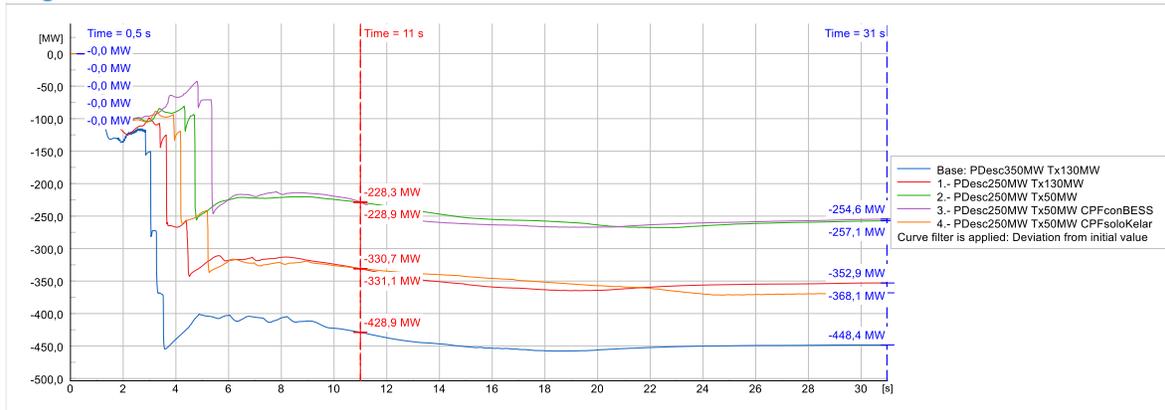
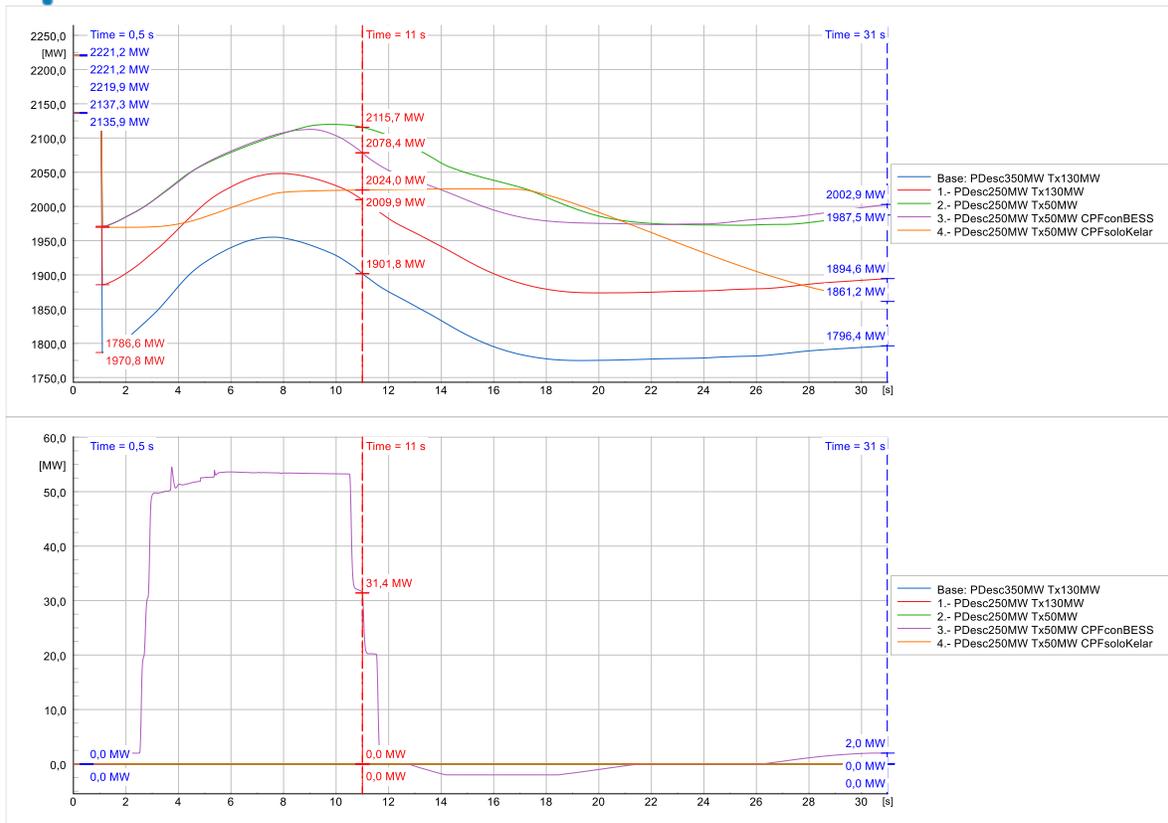


Figura 36 Desviación de la Carga del Norte Grande. Escenario Demanda Alta Noche.

En la Figura 37 se puede apreciar la respuesta de la potencia de turbina en el Norte Grande en la parte superior, mientras que en la parte inferior se aprecia la respuesta de los equipos BESS considerados en el caso 3. Se puede observar el descenso de la potencia de turbina producido por la desconexión de la U16 y la respuesta conjunta de las unidades convencionales participantes en el CPF. Para esta condición no fueron contempladas plantas ERV participantes en el CPF. Entre las respuestas, se aprecia que en el caso 4, al solamente considerar Kelar TG1 y TG2 parte del CPF, la respuesta es menor, mientras que en los casos restantes es bastante similar, a excepción del caso base donde el aporte de la potencia de turbina tiende a reducirse a los 10 segundos debido que hay una mayor desconexión de carga por activación de 4 escalones del EDAC, lo que implica menores requerimientos de CPF para abordar el desbalance.

Adicionalmente en la Figura 37 se observa que, en el caso 4 la potencia de turbina se mantiene prácticamente constante entre los 12 y 20 segundos, justamente en los instantes donde la frecuencia aumenta significativamente debido al desbalance que provoca el desprendimiento de carga por acción del EDAC. Por tanto es recomendable mantener un cierto número de unidades participantes en el CPF, tanto para activar menos escalones del EDAC como así también que la excursión de frecuencia post actuación EDAC no se excesivamente alta. Se si observan los casos 2 y 3, el CPF en unidades y BESS (según corresponde) es alrededor de 150MW a los 10 segundos.



*Figura 37 Potencia Turbina unidades del Norte Grande (arriba) y Potencia eléctrica equipos BESS Norte Grande (abajo). Escenario Demanda Alta Noche.*

En la Figura 38 se pueden observar las respuestas en las barras de las SSSEE Domeyko y Parinacota 220kV, correspondientes a las barras donde la tensión es menor y mayor, respectivamente. Si bien para el caso de Domeyko 220kV la tensión desciende transitoriamente bajo 0.9pu, luego del desprendimiento por acción del EDAC, las tensiones se recuperan dentro de rangos admisibles. Para el caso de Parinacota 220kV en el caso base debido a la mayor desconexión de carga por acción del EDAC las tensiones llegan a superar 1.1pu durante un periodo de tiempo no despreciable. Lo anterior puede traer ciertos riesgos de desconexión de plantas y equipos locales, lo que podría considerarse incumplimiento del criterio N-1 que se está considerando.

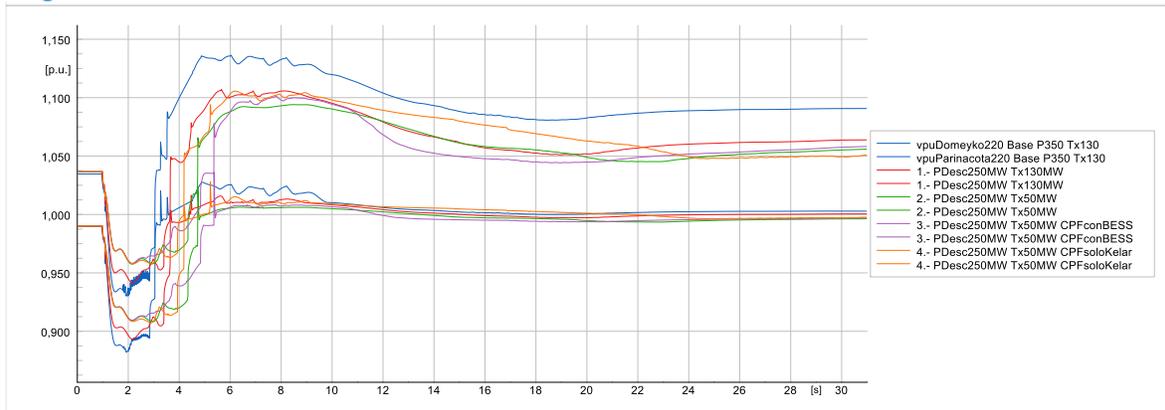


Figura 38 Tensiones en barras SS/EE Parinacota y Domeyko 220kV. Escenario Demanda Alta Noche.

En la Figura 39 se pueden apreciar la respuesta de los ángulos róticos de las principales unidades del Norte Grande. No se observan problemas de excursión angular.

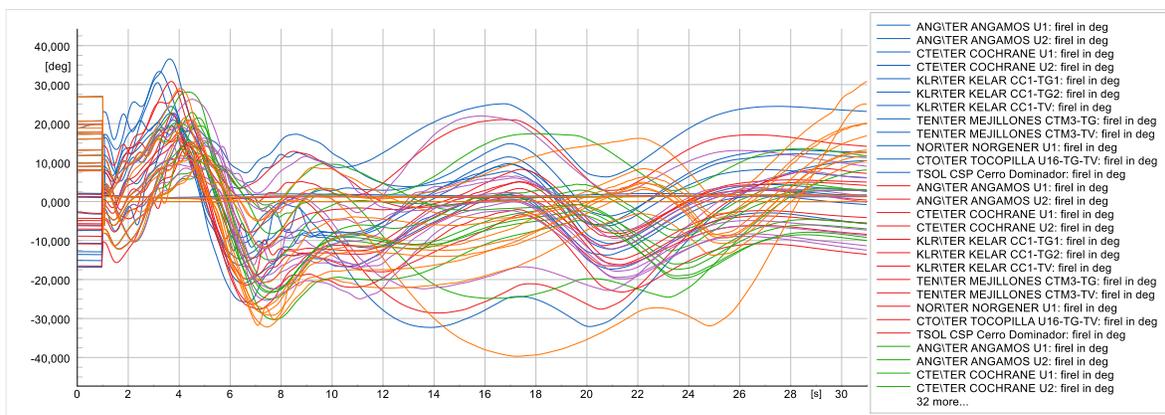


Figura 39 Ángulos Róticos unidades del Norte Grande. Escenario Demanda Alta Noche.

#### 4.7.5.3 Condición 3: Demanda Alta Día y análisis severidad 5 luego de pérdida de interconexión.

Se analizaron distintos casos, se consideró la apertura del SEN y la desconexión intempestiva de la línea Domeyko - Laguna Seca 220kV que se traduce en la pérdida de alrededor de 100 [MW] de consumos.

En la Figura 40 se observa la generación bruta total del Norte Grande, donde se aprecia que hay montos iniciales, que dependen de las exportaciones de potencia activa hacia el SEN. Posteriormente, puede visualizarse la reducción de potencia eléctrica, asociada a la desconexión con el reto del SEN y la pérdida del consumo en SE Laguna Seca, que se reflejan en la potencia eléctrica de los generadores.

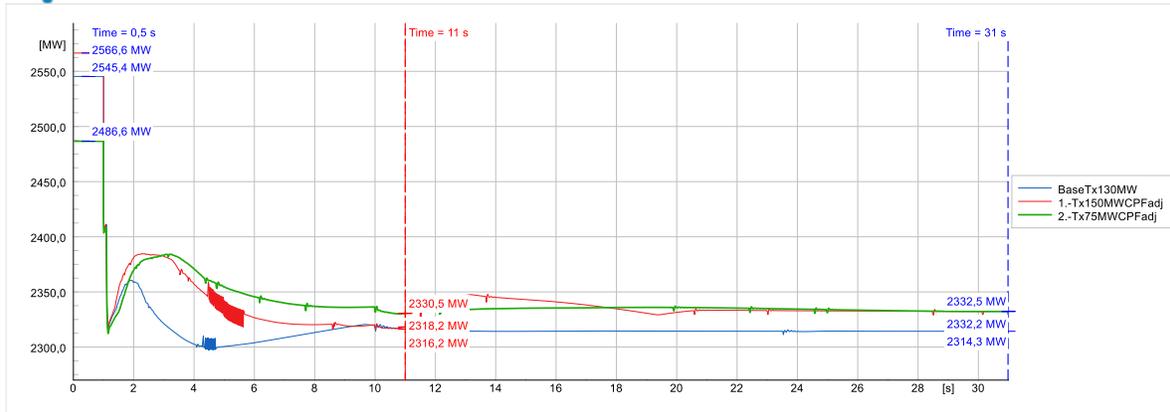


Figura 40 Generación interna Norte Grande, Escenario Demanda Alta Día.

Como complemento de la Figura 40 se muestra en la Figura 41 las transferencias por el tramo Changos Cumbre 500kV, donde se aprecian el caso base con transferencias iniciales del orden de 130 [MW], y casos 1 y 2 con alrededor de 150 y 75 [MW], respectivamente.

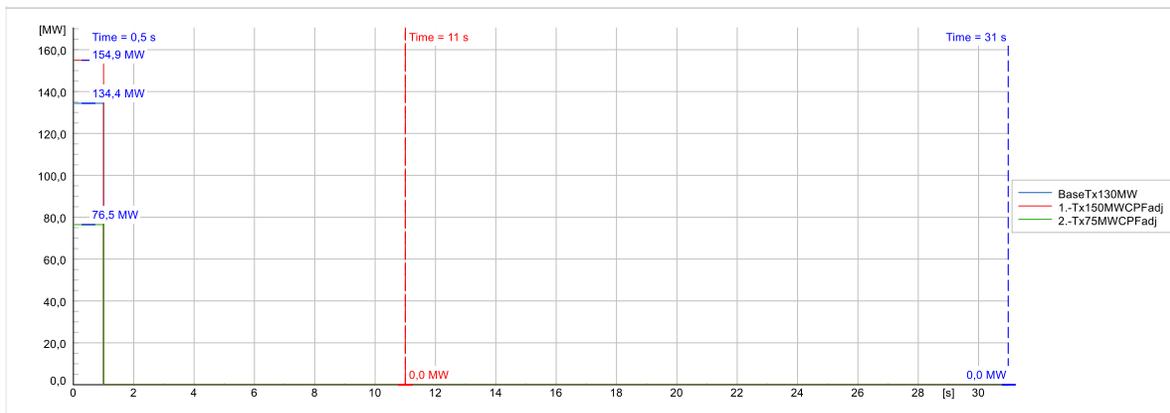


Figura 41 Transferencias Changos Cumbre 500kV: Escenario Demanda Alta Día.

En la se Figura 42 se observa la frecuencia eléctrica en la barra Encuentro 220 kV para los 3 casos distintos. Se aprecia que la tasa de subida inicial de la frecuencia es mayor en el caso 1 debido a la mayor transferencia por la interconexión con el resto del SEN. Se puede visualizar que en el caso base la frecuencia solamente alcanza 50.34 [Hz] aproximadamente, lo cual se debe a la alta presencia de parques ERV con sus lógicas HFRT habilitadas.

Cabe señalar que, el modelo genérico considerado para modelamiento de PMGD y proyectos futuros contempla esta clase de lazos de control y además hay modelos homologados que también posee esa clase de controles. El tema es que en la actual NT SyCS, se contempla la respuesta de control Frecuencia/Potencia en el punto de conexión con ajustes para sobrefrecuencias, pero con objeto de brindar SC de control de frecuencia. Por lo tanto, para proyectos futuros, se considera que no deberían actuar ante sobrefrecuencias y para PMGD debería ser la misma situación, pues la participación en el SC de control de frecuencia debería ser resultado del proceso de co-optimización

en la programación de la operación. Por ende, para los casos 1 y 2 ajustaron los controladores para acotar el aporte de HFRT, no obstante la reducción de generación efectuada por parques ERV también fue considerada como partes de los aportes al CPF de bajada. En escenarios de día y con muchos parques ERV E/S es difícil deshabilitar todas las lógicas HFRT, pues conlleva deshabilitar muchos modelos de parques ERV por completo, lo que implica perder representatividad en la simulación. Esto se puede corregir en la medida que los modelos homologados admitan deshabilitar por cada componente de sus lógicas de control.

Para determinar los requerimientos de CPF de bajada se busca llegar a obtener una respuesta de frecuencia de acuerdo con lo establecido en el art 5-25 NT SyCS, correspondiente a una desviación permanente de frecuencia máxima 0.7 [Hz]. en cuanto a la excursión de la frecuencia, se observa que en todos los casos, no se alcanzan valores de que produzcan desconexión de generación, ya sea por la activación de EDAG PDCE o límites de operación de parques ERV (activación de protecciones de sobrefrecuencia) correspondientes a 51.4 y 51.5 [Hz], respectivamente.

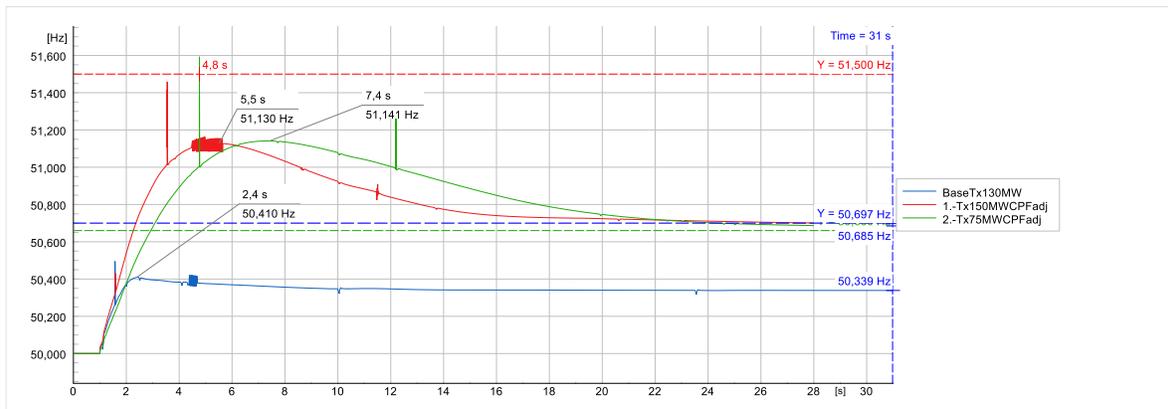


Figura 42 Frecuencia Eléctrica barra Encuentro 220kV. Escenario Demanda Alta Dia

Por otro lado, en la Figura 43 puede apreciarse la respuesta de carga de norte grande del SEN, donde se visualiza el descenso de la carga asociado a la contingencia y luego la carga evoluciona en función de su comportamiento de la tensión, lo cual se puede corroborar observando la respuesta de las tensiones en la Figura 45. Cabe recordar que, la carga del Norte Grande se encuentra modelada de manera estática (impedancia constante) en un 30% y dinámica un 70% pero con una respuesta de retardo prácticamente infinito. Lo anterior implica que, si bien no evoluciona en función de la tensión y frecuencia, su potencia tiene cierta dependencia de la tensión.

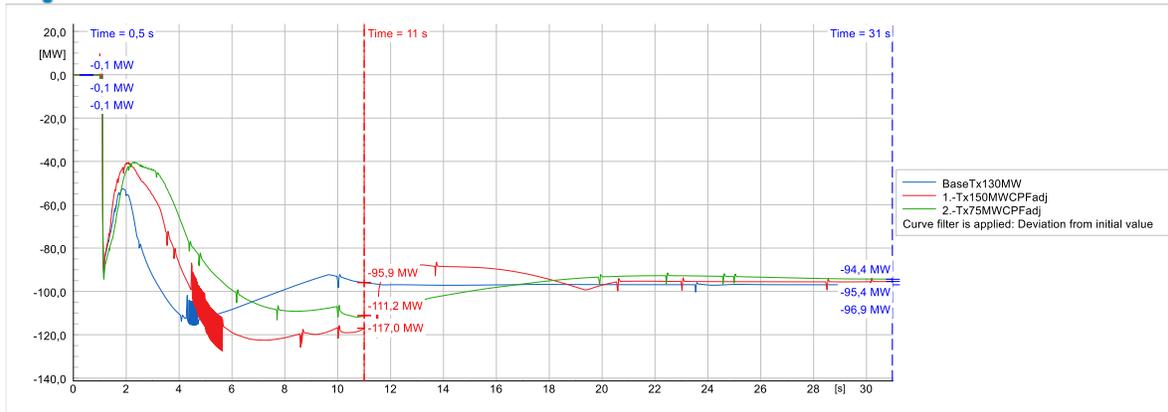


Figura 43 Desviación de la Carga del Norte Grande. Escenario Demanda Alta Día.

En la Figura 44 se muestra la respuesta de la potencia de turbina en el Norte Grande. Se puede observar el descenso de la potencia de turbina producido por la respuesta conjunta de las unidades convencionales participantes en el CPF. No fueron contempladas plantas ERV participantes en el CPF directamente, pero se presenta la actuación de esquemas HFRT, cuyo aporte fue considerado en la cuantificación del CPF requerido y que se encuentra detallado en los anexos de este documento.

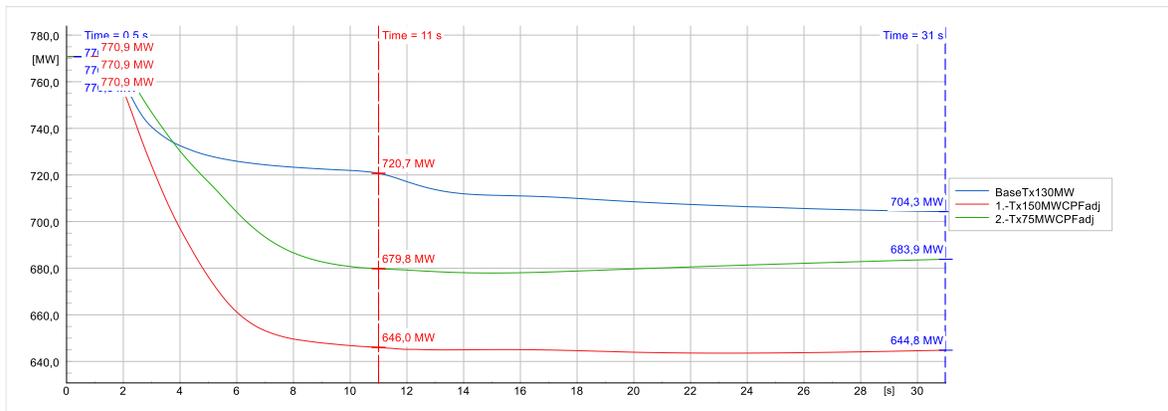


Figura 44 Potencia Turbina unidades del Norte Grande (arriba). Escenario Demanda Alta Noche.

En la Tabla 50 se muestra el detalle de los resultados para las reservas empleadas. En el caso base se cuentan con excedentes de reservas que explican el valor en que se establece la frecuencia postcontingencia, mientras que, en los casos restantes, las reservas empleadas se pueden considerar como referencia para establecer una relación con las condiciones iniciales en las transferencias desde el Norte Grande hacia el SEN.

Tabla 50: Detalle Reservas Bajada CPF empleadas DA día. Análisis Separación del SEN.

Caso	Frecuencia Permanente	Convencional			ERV			Total		
		Aporte CPF 30s	Aporte CPF 30efe	Aporte CPF 5min	Aporte CPF 30s	Aporte CPF 30efe	Aporte CPF 5min	Aporte CPF 30s	Aporte CPF 30efe	Aporte CPF 5min
BaseTx130MW	50,339	-66,5	-54,3	-65,3	-164,0	-166,6	-164,2	-230,5	-220,9	-229,5

Caso	Frecuencia Permanente	Convencional			ERV			Total		
		Aporte CPF 30s	Aporte CPF 30efe	Aporte CPF 5min	Aporte CPF 30s	Aporte CPF 30efe	Aporte CPF 5min	Aporte CPF 30s	Aporte CPF 30efe	Aporte CPF 5min
1.-Tx150MWCPFadj	50,697	-125,9	-114,3	-124,8	-110,5	-105,7	-110,0	-236,4	-220,0	-234,8
2.-Tx75MWCPFadj	50,685	-86,9	-79,7	-86,2	-70,3	-60,7	-69,3	-157,2	-140,4	-155,5

En la Figura 45 se pueden observar las respuestas en las barras de las SS/EE Domeyko y Parinacota 220kV, correspondientes a las barras donde la tensión es menor y mayor, respectivamente. Para el caso de Parinacota 220kV en los casos 1 y 2 las tensiones llegan a superar 1.1pu durante breves instantes pero no se observan desconexiones de plantas ERV. En caso de problemas de sobretensiones, siempre se presenta desconexiones pues en general están protecciones están homologadas por lo tanto, se puede concluir que las tensiones obtenidas no representan problemas para la seguridad del Norte Grande.

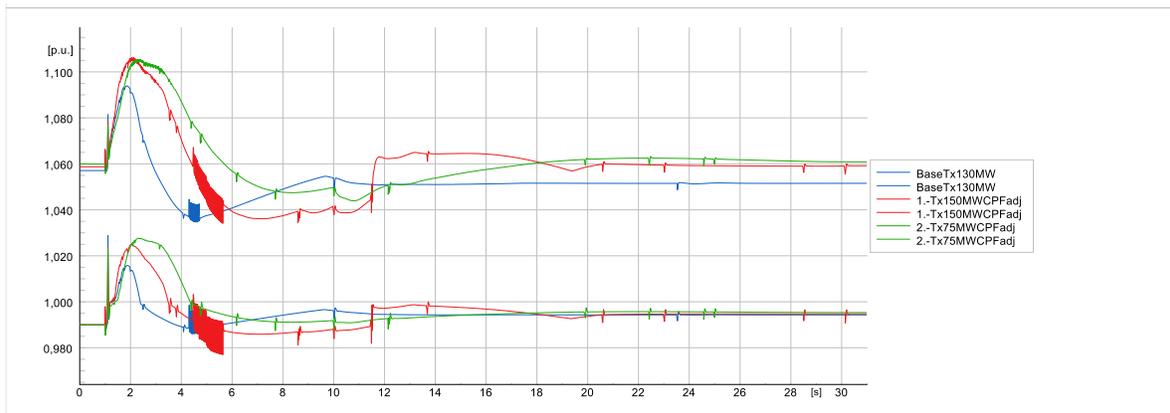


Figura 45 Tensiones en barras SS/EE Parinacota y Domeyko 220kV. Escenario Demanda Alta día.

En la Figura 46 se pueden apreciar la respuesta de los ángulos róticos de las principales unidades del Norte Grande. No se observan problemas de excursión angular.

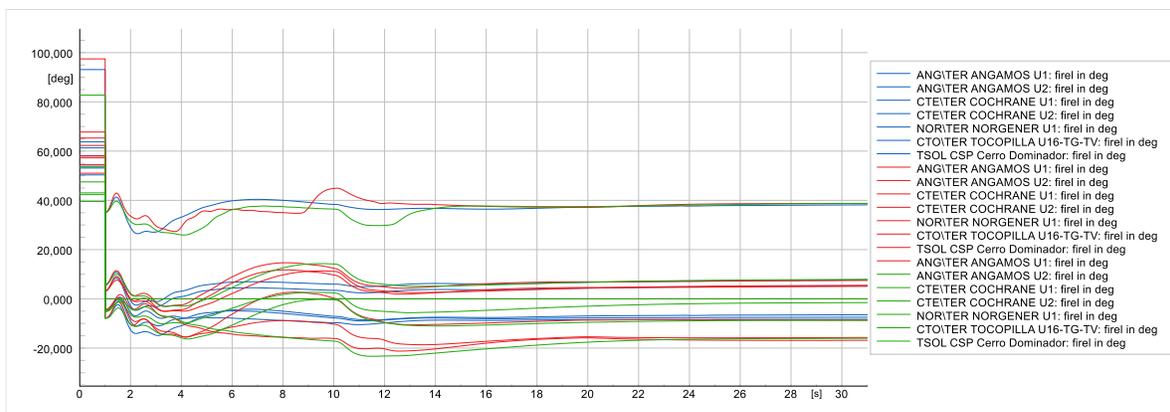


Figura 46 Ángulos Róticos unidades del Norte Grande. Escenario Demanda Alta Día.

#### 4.7.5.4 Resumen de Resultados

En las siguiente tablas se muestra un resumen de los resultados obtenidos para el escenario de demanda alta durante la noche en las condiciones 1 y 2:

*Tabla 51: Resumen de Resultados Condición 1: DA noche*

Caso	Tx Changos Cumbre 500kV MW	Estable	Frecuencia Mínima Hz	Escalones EDAC Activados	Reducción Carga por EDAC y Tensión MW	Tensiones	Ángulos Rótoricos	Aporte CPF10s MW
Tx200MW	204,1	Si	48,9	1	70,2	Ok	Ok	238.1
Tx200MW	153,2	Si	49.12	0	13,9	Ok	Ok	179,3

*Tabla 52: Resumen de resultados Condición 2: DA noche*

Caso	Potencia Desconectada MW	Tx Changos Cumbre 500kV MW	Estable	Frecuencia Mínima Hz	Escalones EDAC Activados	Reducción Carga por EDAC y Tensión MW	Tensiones	Ángulos Rótoricos	Aporte CPF10s MW	Aporte BESS
Base: Pdesc350MW Tx130MW	350	134,5	Si	48,6	4	429,6	Parinacota Sobre 1,1pu	Ok	111,9447	0
1.- Pdesc250MW Tx130MW	250	133,6	Si	48,7	3	297,3	Ok	Ok	158,2421	0
2.- Pdesc250MW Tx50MW	250	49,3	Si	48,77	2	230,1	Ok	Ok	140,8627	0
3.- Pdesc250MW Tx50MW CPFconBESS	250	49,3	Si	48,78	2	229,8	Ok	Ok	105,8532	53,3
4.- Pdesc250MW Tx50MW CPFsolokelar	250	50,3	Si	48,69	3	330,7	Ok	Ok	54,1808	0

En la tabla que se muestra a continuación se puede ver el resumen de los resultados obtenidos para el escenario de demanda alta durante el día (condición 3)

*Tabla 53: Resumen de resultados Condición 3: DA día*

Caso	Potencia Desconectada MW	Tx Changos Cumbre 500kV MW	Estable	Frec Máx Hz	Frec Perm Hz	Tensiones	Ángulos Rótoricos	Aporte CPF 5min Convencional MW	Aporte CPF 5min ERV MW	Aporte CPF 5min Total MW
BaseTx130MW	97,6	134,4	Si	50,41	50,339	ok	ok	-65,3	-164,2	-229,5
1.-Tx150MWCPFadj	97,6	154,9	Si	51,13	50,697	Parinacota sobre 1,1pu	ok	-124,8	-110,0	-234,8
2.-Tx75MWCPFadj	97,6	76,5	Si	51,141	50,685	Parinacota sobre 1,1pu	ok	-86,2	-69,3	-155,5

Se establecieron recomendaciones sobre las reservas para control de frecuencia, las cuales deben considerar el riesgo de separación del SEN en islas asincrónicas ante intervenciones en el tramo Changos – Cumbre 500kV.

Además, dado que el tramo mencionado se encuentra intervenido es necesario establecer recomendaciones de las transferencias a considerar durante el periodo de riesgo, el cual abarca condiciones de día y noche, considerando intervenciones que tienen una duración de varios días.

#### 4.7.6 Conclusiones del Análisis y Recomendaciones

##### 4.7.6.1 CPF variaciones instantáneas Demanda neta, CSF y CTF

Para CPF variaciones instantáneas demanda neta, CSF y CTF se recomienda considerar una distribución proporcional.

Tabla 54: RCPF variaciones instantáneas demanda neta

RCPF Variaciones Instantáneas Demanda Neta [MW]	NORTE GRANDE	CENTRO SUR
+/-47	30%	70%
	+/-14,1	+/-32,9

Tabla 55: RCSF y RCTF Totales

Reservas para CSF y CTF					
Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]
CSF y CTF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-155 / 155	-185 / 134	-130 / 130	-245 / 168
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-159 / 159	<b>-80 / 124</b>	-149 / 149	<b>-96 / 68</b>
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-263 / 167	-381 / 266	-264 / 154	-278 / 433
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-176 / 176	-205 / 219	-212 / 212	-231 / 131
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-182 / 262	-367 / 396	-188 / 264	-354 / 427
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-169 / 206	-208 / 128	-156 / 207	-179 / 109

Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]
CSF y CTF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-171 / 171	<b>-175 / 92</b>	-150 / 150	-165 / 121
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-156 / 156	<b>-47 / 70</b>	-128 / 128	<b>-97 / 108</b>
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-267 / 167	-256 / 322	-257 / 160	-327 / 440
	Bloque 4:	-162 / 162	-236 / 210	-165 / 165	-320 / 183

Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
	10:00 - 16:59				
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-175 / 264	-384 / 301	-173 / 261	-366 / 412
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-197 / 197	-218 / 201	-116 / 189	-351 / 172

Tabla 56: RCSF y RCTF distribuidos ante riesgo de operación aislada del SEN.

Tipo Reserva	Bloque Horario	Reservas para CSF y CTF NORTE GRANDE				Reservas para CSF y CTF CENTRO SUR				
		Estacionalidad Otoño-Invierno				Estacionalidad Otoño-Invierno				
		Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral		
		RCSF	RCTF	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF	
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
CSF y CTF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-46,5	-55,5	-39	-73,5	-108,5	-129,5	-91	-171,5	
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-47,7	-24	-44,7	-28,8	-111,3	-56	-104,3	-67,2	
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-78,9	-114,3	-79,2	-83,4	-184,1	-266,7	-184,8	-194,6	
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-52,8	-61,5	-63,6	-69,3	-123,2	-143,5	-148,4	-161,7	
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-54,6	-110,1	-56,4	-106,2	-127,4	-256,9	-131,6	-247,8	
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-50,7	-62,4	-46,8	-53,7	-118,3	-145,6	-109,2	-125,3	
			61,8	38,4	62,1	32,7	144,2	89,6	144,9	76,3
Tipo Reserva	Bloque Horario	Estacionalidad Primavera - Verano				Estacionalidad Primavera - Verano				
		Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral		
		RCSF	RCTF	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF	
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
CSF y CTF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-51,3	-52,5	-45	-49,5	-119,7	-122,5	-105	-115,5	
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-46,8	-14,1	-38,4	-29,1	-109,2	-32,9	-89,6	-67,9	
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-80,1	-76,8	-77,1	-98,1	-186,9	-179,2	-179,9	-228,9	
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-48,6	-70,8	-49,5	-96	-113,4	-165,2	-115,5	-224	
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-52,5	-115,2	-51,9	-109,8	-122,5	-268,8	-121,1	-256,2	
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-59,1	-65,4	-34,8	-105,3	-137,9	-152,6	-81,2	-245,7	
			59,1	60,3	56,7	51,6	137,9	140,7	132,3	120,4

#### 4.7.6.2 RCPF contingencias Centro Sur

En una operación del SEN en 2 islas asincrónicas, para el RCPF ante contingencias centro es posible considerar demanda e inercia y tablas ECFyDR 2023 parte 1, que permite evitar activar el EDAC y para cuya aplicación se debe asumir la generación brutal total e inercia desde Changos 500kV al Sur

Tabla 57: RCPF subida iniciales (instantáneo 10s)

Gx Bruta Total SEN Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	204	183	165	151	138	127	117	109	102	95	89	84
35	160	144	130	119	109	101	93	87	81	76	71	67
40	130	117	107	97	89	83	77	71	67	63	59	56
45	109	98	89	82	75	70	65	60	56	53	50	47
50	93	84	77	70	65	60	56	52	48	45	43	40
55	81	73	67	61	56	52	48	45	42	40	37	35
60	71	65	59	54	50	46	43	40	37	35	33	31

Tabla 58: RCPF subida permanentes (Efectivo 5min)

Generación Bruta Total SEN [MW]	RCPF Permanente Subida (efectivo 5 min) [MW]		
	400	350	300
7000	293	241	188
7500	285	233	181
8000	278	225	173
8500	270	218	165
9000	262	210	157
9500	255	202	150
10000	247	194	142
10500	239	187	134
11000	231	179	127
11500	224	171	119
12000	216	164	111
12500	208	156	103

Tabla 59: RCPF bajada permanentes (Efectivo 5min)

Generación Bruta Total SEN [MW]	RCPF Permanente Bajada (efectivo 5min) [MW]
7000	-82
7500	-76
8000	-70
8500	-64
9000	-58
9500	-52
10000	-46
10500	-40
11000	-34
11500	-28
12000	-22
12500	-16

#### **4.7.6.3 RCPF contingencias Norte Grande**

##### **4.7.6.3.1 Demanda Alta Noche**

Fueron analizados diversos casos de demanda alta noche ante riesgo de pérdida de la interconexión. Fue analizado un escenario de alta demanda noche con alrededor de 2500 [MW] de demanda y se considera la contingencia de severidad 5 de la U16 de central Tocopilla con 350 y 250 [MW]. Fueron consideradas transferencias Changos Cumbre de alrededor de 130 [MW] y 50 [MW]. La inercia del Norte Grande corresponde a 16.4 [GVAs].

Por otro lado, las unidades participantes en el CPF consideradas fueron las siguientes:

- 2xANG: 250MWc/u,
- 2xCCH: 250MWc/u,
- U16: 350MW,
- CTM3 TG TV: 160MW
- KelarTG1-TG2-TV:130MWc/u.

Para transferencias Cumbre hacia Changos 500kV del orden de 150 [MW] es posible evitar la activación del EDAC ante la pérdida del enlace, siempre cuando se cuente con una reserva de CPF distribuida en alrededor de 8 unidades (2xANG 2xCCH CTM3 U16 Kelar TG1 TG2).

En caso de contingencias post pérdida del enlace, se hicieron diversos análisis. Se considero el efecto de considerar la participación de equipos BESS en el CPF y también el caso donde solamente se considera las unidades TG1 y TG2 Kelar. En estas circunstancias no fue posible evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC, considerando la inercia y el amortiguamiento de la carga asociado al nivel de demanda.

- El Subsistema del Norte Grande alcanza la frecuencia de activación del EDAC en unos de unos 3 -4 segundos, razón por la cual el CPF no alcanza a realizar un aporte significativo, incluso si se considera el aporte de los BESS.
- El desprendimiento de carga por activación del EDAC se puede reducir pero no eliminar. Esta reducción se puede realizar mediante la reducción de la generación máxima y de las transferencias iniciales, como así también por el aumento de reservas de CPF inicial, pero en forma marginal.
- En estas circunstancias, la activación de 2 escalones del EDAC se obtiene considerando 250 [MW] de potencia máxima y 50 [MW] de transferencias por el enlace Changos Cumbre 500kV, adicionalmente se requieren alrededor de 150 [MW] de aporte al CPF inicial. Este aporte fue obtenido mediante la activación de los controladores de carga velocidad de las unidades en aparecen en la lista superior. De considerar disponibles el aporte de BESS, si bien mejora la respuesta, no es posible evitar la activación de un segundo escalón del EDAC.

Finalmente, es recomendable mantener un cierto número de unidades participantes en el CPF (las 8 unidades empleadas en los análisis sería lo más recomendable), tanto para activar menos escalones del EDAC como así también que la excursión de frecuencia post actuación EDAC no sea excesivamente alta.

#### 4.7.6.3.2 Demanda Alta Día

Se considera un escenario de demanda alta durante el día, donde el NG tiene una demanda del orden de 2400[MW]

La inercia del Norte Grande corresponde a 10,21[GVA] y con un despacho que incluye:

- TER ANGAMOS U1 109,50MW
- TER ANGAMOS U2 111,00MW
- TER COCHRANE U1 88,40MW
- TER COCHRANE U2 88,40MW
- TER NORGENER U1 55,00MW
- TER TOCOPILLA U16-TG-TV 130,00MW
- TSOL CSP Cerro Dominador 110,00MW

Las transferencias de Changos al SEN en escenario analizado son del orden de 130MW y también se evaluaron casos con transferencias del orden de 150 y 75 MW adicionalmente.

Las unidades participantes del CPF corresponden al listado anterior a excepción de TSOL CSP Cerro Dominador. No fueron contempladas plantas ERV participantes en el CPF, no obstante cobra relevancia analizar si hay activación de esquemas HFRT.

Se considera que la desconexión de los consumos en SE Laguna Seca derivan en un monto que, en todos los casos, corresponde a alrededor de 100MW y no es posible establecer montos máximos como en el caso de los generadores.

En la Tabla 60 se muestra el detalle de los resultados para las reservas empleadas. En el caso base se cuentan con excedentes de reservas que explican el valor en que se establece la frecuencia postcontingencia, mientras que, en los casos restantes, las reservas empleadas se pueden considerar como referencia para establecer una relación con las condiciones iniciales en las transferencias desde el Norte Grande hacia el SEN.

*Tabla 60: Reservas Bajada CPF empleadas DA día. Análisis Separación del SEN.*

Caso	Potencia Desconectada MW	Tx Changos Cumbre 500kV MW	Frec Máx Hz	Frec Perm Hz	Aporte CPF 5min Convencional MW	Aporte CPF 5min ERV MW	Aporte CPF 5min Total MW
BaseTx130MW	97,6	134,4	50,41	50,339	-65,3	-164,2	-229,5
1.-Tx150MWCPFadj	97,6	154,9	51,13	50,697	-124,8	-110,0	-234,8
2.-Tx75MWCPFadj	97,6	76,5	51,141	50,685	-86,2	-69,3	-155,5

En el caso base se consideran en servicio la gran mayoría de modelos ERV, mientras que en los casos restantes se limitó la activación de HFRT mediante dejar F/S lo modelos de plantas de carácter genérico. Este modelo genérico es empleado para parques previstos y, por tanto, se considera que sus lógicas HFRT no necesariamente se encuentran habilitadas. No obstante se observa que hay aportes de HFRT los cuales fueron considerados como aporte al CPF para efectos de la determinación de requerimientos mínimo de CPF de bajada

Se observa que en todos los casos, no se alcanzan valores de que produzcan desconexión de generación, ya sea por la activación de EDAG PDCE o límites de operación de parques ERV (activación de protecciones de sobrefrecuencia) correspondientes a 51.3 y 51.5 [Hz], respectivamente. No se observaron problemas de sobretensiones que produzcan la desconexión de generación ni problemas de estabilidad angular.

## 5 CONCLUSIONES

En el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas 2023 parte 1 se determinaron los requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia tanto para condiciones de operación normal como ante contingencias. En este estudio se complementa ese análisis utilizando condiciones particulares de operación y/o más exigentes en términos del control de frecuencia ante contingencias. Para el caso de los requerimientos para CPF en operación normal, CSF y CTF fueron actualizados los montos en conformidad a lo establecido en el art. 3-5 de la NT SSCC, donde fueron utilizados registros desde julio de 2022 hasta el 30 de junio de 2023.

### 5.1 Resumen Requerimientos de Reservas para Control de Frecuencia

A continuación, se resumen los requerimientos de reservas para el Control de Frecuencia. Estos montos solamente contemplan condiciones normales de operación. Las condiciones normales más exigentes previstas corresponden 7300 [MW] generación bruta total y 30 [GVAs] inercia total SEN. Se consideran contingencias severidad 5 San Isidro II 400 [MW] 3.4 [GVAs] y desconexión intempestiva de 200 [MW] de Consumos como las más exigentes.

*Tabla 61: Resumen Requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia*

Resumen Requerimientos para CPF	
<b>I.- Reservas [MW]</b>	Total
<b>1.- Control Primario de Frecuencia (CPF)</b>	
<b>1.1.- Fluctuaciones Instantáneas</b>	+/-49
<b>1.2.- Contingencias Generación / Consumos</b>	+288/-80

Resumen Requerimientos para CSF y CTF				
Estacionalidad Otoño-Invierno				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]
<b>Bloque 1: 22 :00 - 01:59</b>	-155 / +155	-177 / +186	-130 / +130	-258 / +226
<b>Bloque 2: 02:00 - 06:59</b>	-159 / +159	-121 / +118	-149 / +149	-115 / +111
<b>Bloque 3: 07:00 - 09:59</b>	-285 / +183	-357 / +299	--289 / +175	-233 / +483
<b>Bloque 4: 10:00 - 15:59</b>	-176 / +176	-242 / +235	-212 / +212	-237 / +143
<b>Bloque 5: 16:00 - 18:59</b>	-185 / +285	-398 / +337	-188 / +287	-447 / +329
<b>Bloque 6: 19:00 - 21:59</b>	-169 / +265	-211 / +88	-156 / +250	-264 / +96

Estacionalidad Primavera - Verano				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
<b>Bloque 1:</b> 22 :00 - 01:59	-171 / +171	-188 / +105	-150 / +150	-193 / +150
<b>Bloque 2:</b> 02:00 - 06:59	-156 / +156	-55 / +79	-128 / +128	-91 / +79
<b>Bloque 3:</b> 07:00 - 09:59	-283 / +187	-236 / +372	-281 / +176	-282 / +500
<b>Bloque 4:</b> 10:00 - 16:59	-162 / +162	-271 / +212	-169 / +165	-349 / +246
<b>Bloque 5:</b> 17:00 - 19:59	-193 / +286	-405 / +306	-189 / +283	-425 / +395
<b>Bloque 6:</b> 20:00 - 21:59	-197 / +228	-240 / +155	-116 / +229	-344 / +97

Para el caso de los requerimientos para CPF en operación normal, CSF y CTF fueron actualizados los montos en conformidad a lo establecido en el art. 3-5 de la NT SSCC, donde fueron utilizados registros desde el 1 de julio de 2022 hasta el 30 de junio de 2023.

Para establecer requerimientos de reservas iniciales y permanentes que dependan de las distintas condiciones de inercia y demanda del SEN se realizaron análisis más detallados cuyo resumen se muestra en la Tabla 62, y la Tabla 63 y Tabla 66:

*Tabla 62: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada 400 [MW]*

Gx Bruta Total SEN[MW] Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	351	323	300	280	262	247	233	221	209	199	190	182
35	293	271	252	235	221	208	196	186	177	169	161	154
40	252	233	217	203	190	180	170	161	153	146	140	134
45	221	204	190	178	168	158	150	142	135	129	123	118
50	196	182	170	159	150	141	134	127	121	115	110	106
55	177	164	153	144	135	128	121	115	109	105	100	96
60	161	150	140	131	123	117	110	105	100	95	91	88

*Tabla 63: Aporte CPF (Subida) Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN. Contingencias de Generación.*

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]		
	400	350	300
7000	293	241	188
7500	285	233	181
8000	278	225	173
8500	270	218	165

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]		
	400	350	300
9000	262	210	157
9500	255	202	150
10000	247	194	142
10500	239	187	134
11000	231	179	127
11500	224	171	119
12000	216	164	111
12500	208	156	103

Tabla 64: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada 350 [MW]

Gx Bruta Total SEN[MW] Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 50)
	30	286	258	235	215	197	182	168	156	144	134	125	
35	228	206	187	170	156	143	131	121	112	104	96	89	CPFij-1,3*50MW
40	192	173	157	143	130	120	110	101	93	86	80	74	CPFij-1,2*50MW
45	166	149	135	123	113	103	95	87	80	74	68	63	CPFij-1,1*50MW
50	146	132	120	109	100	91	84	77	71	65	60	56	CPFij-1*50MW
55	132	119	108	99	90	83	76	70	64	60	55	51	CPFij-0,9*50MW
60	121	110	100	91	83	77	70	65	60	55	51	48	CPFij-0,8*50MW

Tabla 65: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada 300 [MW]

Gx Bruta Total SEN[MW] Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 51)
	30	246	218	195	175	157	142	128	116	104	94	85	
35	188	166	147	130	116	103	91	81	72	64	56	49	CPFij-0,8*50MW
40	155	136	120	106	93	83	73	64	56	49	43	37	CPFij-0,74*50MW
45	132	115	101	89	79	69	61	53	46	40	34	29	CPFij-0,68*50MW
50	115	101	89	78	69	60	53	46	40	34	29	25	CPFij-0,62*50MW
55	104	91	80	71	62	55	48	42	36	32	27	23	CPFij-0,55*50MW
60	96	85	75	66	58	52	45	40	35	30	26	22	CPFij-0,49*50MW

Se detectó que los requerimientos de CPF permanente solamente tienen una dependencia significativa respecto al nivel de generación total del SEN (Demanda).

En orden de establecer requerimientos de reservas de bajada permanentes ante distintas condiciones de demanda del SEN se recomienda utilizar los montos indicados en la Tabla 66.

Tabla 66: Aporte CPF (Bajada) Permanente para distintas condiciones de Generación Bruta Total SEN. Contingencias de Consumos

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]
7000	-82
7500	-76
8000	-70
8500	-64
9000	-58
9500	-52
10000	-46
10500	-40
11000	-34
11500	-28
12000	-22
12500	-16

Más adelante se profundizan los análisis para condiciones particulares de operación:

- Menores montos de inercia que los previstos.
- Montos mayores y menores de generación desconectada.
- Separación del SEN en dos islas asincrónicas.

## 5.2 Requerimientos de rampas de toma de carga

Empleando los registros de la operación real han sido determinados los requerimientos de rampas de toma de carga para los rangos temporales de 1, 5 y 15 minutos. Tales requerimientos se resumen en las siguientes tablas:

Tabla 67: Requerimientos de Rampas de 1 minuto

Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/min]	[MW/min]	[MW/min]	[MW/min]
Requerimiento de rampa de 1 minuto	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-60	42	-51	35
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-51	51	-49	42
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-84	63	-81	62
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-71	65	-68	63
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-60	81	-63	81
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-42	62	-51	60

Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/min]	[MW/min]	[MW/min]	[MW/min]
Requerimiento de rampa de 1 minuto	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-60	44	-52	35
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-52	48	-50	39
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-83	54	-81	54
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-62	57	-62	53
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-65	83	-68	80
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-52	66	-37	57

Tabla 68: Requerimientos de Rampas de 5 minutos

Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/5min]	[MW/5min]	[MW/5min]	[MW/5min]
Requerimiento de rampa de 5 minutos	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-138	88	-121	52
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-99	138	-97	83
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-285	152	-289	162
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-159	154	-155	153
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-138	285	-141	287
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-97	265	-108	250

Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/5min]	[MW/5min]	[MW/5min]	[MW/5min]
Requerimiento de rampa de 5 minutos	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-113	93	-101	51
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-93	108	-83	60
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-283	140	-281	145
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-143	133	-169	138
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-154	286	-150	283
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-84	228	-78	229

Tabla 69: Requerimientos de Rampas de 15 minutos

Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/15min]	[MW/15min]	[MW/15min]	[MW/15min]
Requerimiento de rampa de 15 minutos	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-339	203	-297	66
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-200	328	-209	139
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-775	360	-769	240
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-276	253	-264	254
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-116	759	-99	767
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-214	721	-267	596

Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada	Rampa de subida	Rampa de bajada	Rampa de subida
		[MW/15min]	[MW/15min]	[MW/15min]	[MW/15min]
Requerimiento de rampa de 15 minutos	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-233	197	-241	108
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-162	264	-153	108
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-753	300	-767	192
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-274	199	-283	240
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-227	767	-136	750
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-151	660	-120	686

Es importante notar que las rampas máximas fueron determinadas considerando un intervalo de confianza de 99.5%

### 5.3 Análisis del CPF ante Contingencias en Condiciones Particulares de Operación

En el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas 2023 parte 1 se determinaron los requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia tanto para condiciones de operación normal como ante contingencias. En este estudio se complementa ese análisis utilizando condiciones particulares de operación y/o más exigentes en términos del control de frecuencia ante contingencias

#### 5.3.1 Análisis CRF CPF Prospectivo.

Se analizó la necesidad de requerimientos mínimos de Control Rápido e Inercia, en términos del control de frecuencia. condiciones de operación más exigentes, las cuales corresponden a escenarios de demanda baja previstos para el 29-09-2024 a las 8 hrs y a las 9 hrs, sin restricciones de reservas, lo que resultó en inercias totales cercanas a los 20 [GVAs]. También se considera la participación de las centrales del tipo ERV en el CPF, sin embargo, debido a que se trataría de la prestación de un SC, lo anterior estaría sujeto a que realicen el proceso de verificación para la prestación del SC CPF+, cumpliendo con los requisitos contenidos en la Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia y la NTSSCC.

Para cada escenario se analizaron tres casos para la contingencia de severidad 5:

- Caso base: las unidades con mayor despacho son una unidad de la central Ralco y una unidad de la central Cochrane para los escenarios correspondientes a las 8 hrs y las 9 hrs, respectivamente.

- Caso Ralco: en ambos escenarios se aumenta el despacho de una unidad de la central Ralco a 380 [MW].
- Caso San Isidro II: en ambos escenarios se pone en servicio la central San Isidro II y se despacha con alrededor de 400 [MW].

No se observan problemas de estabilidad de frecuencia ni que sean requeridos montos de CRF mínimos, pues se logra evitar la acción del EDAC sin necesidad de recursos adicionales.

Para ambos escenarios en el caso base solamente se emplearon para el CPF plantas ERV. Estas plantas cuentan con sus modelos dinámicos homologados y su modelo de controlador Frecuencia/potencia se puede habilitar. En estos casos, la respuesta ante una severidad 5 fue satisfactoria y conlleva un aporte de CPF inicial total entre unos 106 a 186 [MW]. Para los casos restantes fue necesario habilitar algunos controladores de carga/velocidad de unidades convencionales no obstante, al aporte al CPF inicial de ERV fue el más relevante pues alcanza a superar los 220[MW].

Finalmente, al realizar la verificación ante severidad 4 en la línea Changos – Kimal 500 kV, se detectaron problemas de convergencia y desconexiones de parques ERV después del despeje de la falla. Se presume que esta situación está relacionada con los bajos niveles de cortocircuito en la zona debido que, al momento de aplicación y despeje de la falla, se observan grandes variaciones en la magnitud de la tensión y en la frecuencia.

### **5.3.2 Análisis de Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión**

Se analizaron desconexión por sobre 400 [MW], que corresponde a la máxima Potencia desconectada ante una contingencia de severidad 5 de San Isidro II, junto con la mayor inercia correspondiente a alrededor de 3.4 [GVAs]).

Para este análisis de utilizaron dos escenarios: uno de demanda baja estimado para el 07-04-2024 a las 19 hrs y otro de demanda alta estimado para el 04-03-2024 a las 16 hrs.

Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 550[MW] asociados a la desconexión de 2 unidades de ANG por eventuales intervenciones en el tramo que las interconecta al SEN.

Debido a las exigentes condiciones para efectos del CPF inicial, se infiere que los requerimientos CPF permanentes deberían resultar por defecto.

Los requerimientos de CPF inicial se incrementan significativamente al aumentar la potencia desconectada, específicamente en al menos razón 1.38 por cada [MW] desconectado por sobre 400 [MW].

### **5.3.3 Análisis de Requerimientos de CPF ante Montos Menores de Desconexión**

Para este análisis se utilizaron tres escenarios: uno de demanda baja estimado para el 07-04-2024 a las 9 hrs, otro de demanda alta previsto para el 04-03-2024 a las 18 hrs y otro de demanda alta

previsto para el 03-04-2023 a las 22 hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de la central San Isidro II de hasta 300 [MW] por abajo.

Los requerimientos de CPF iniciales se reducen considerablemente al disminuir la potencia desconectada, en al menos una razón de 8:10 por cada [MW] por debajo de 400 [MW], para todos los escenarios estudiados. A medida que disminuye la inercia la razón aumenta, alcanzando una reducción de hasta 1.3 [MW] de CPF inicial por cada [MW] bajo los 400 [MW]. Sin embargo, al disminuir la potencia desconectada bajo 350 [MW], se observa que los requerimientos de CPF inicial se reducen en una menor proporción. Fueron realizadas verificaciones para dos escenarios adicionales de demanda media, para corroborar condiciones intermedias de inercia y demanda. Estos escenarios corresponden a los previstos para el 22-01-2024 a las 1 hrs y para el 26-06-2024 a las 6 hrs.

Para el caso de los requerimientos de CPF permanente, se observa que, las expresiones empleadas en el ECFyDR 2023 Parte 1 son consistentes con los resultados obtenidos en los escenarios analizados.

#### **5.3.4 Análisis de Requerimientos para Control de Frecuencia ante Separación del SEN en dos Islas Asíncronas**

Se analizaron los requerimientos de para control de frecuencia y transferencias recomendables, ante intervenciones en tramo Changos – Cumbre que impliquen tener solo un circuito en servicio y también para operación aislada.

Para este análisis se utilizaron escenarios de día y de noche en demanda alta. Para los escenarios de noche, la condición más crítica se da cuando el Norte Grande es importador y ocurre la desconexión intempestiva de la unidad U16 de la central Tocopilla (reservas de subida). Para los escenarios de día, la condición esperable es que el Norte Grande sea exportador, en cuyas circunstancias la contingencia más crítica es la desconexión de un gran consumo. Para lo anterior, se consideró la desconexión de la línea Domeyko-Laguna Seca 220 kV, que resulta en la pérdida de alrededor de 100 [MW] de consumos en la SE Laguna Seca (reservas de bajada).

En los escenarios se analizaron distintos montos de transferencia por el tramo Changos-Cumbre 500 kV. Para transferencias de Cumbre a Changos del orden de 150 [MW] es posible evitar la activación del EDAC ante la pérdida del enlace, siempre y cuando se cuente con una reserva de CPF distribuida en alrededor de 8 unidades <sup>15</sup>. En caso de contingencias post pérdida del enlace, se hicieron diversos análisis y se concluyó lo siguiente:

- En el caso de noche se deben mantener reservas distribuidas para, en caso de pérdida de la interconexión y la posterior desconexión de la unidad de mayor despacho, reducir el

---

<sup>15</sup> En este caso corresponden a las 2 unidades de la central Angamos, las 2 unidades de la central Cochrane, la central CTM3, la unidad U16 de la central Tocopilla y las unidades TG1 y TG2 de la central Kelar.

monto de demanda desconectado por operación del EDAC y evitar problemas de sobretensiones y excursiones excesivas de la frecuencia. Se recomienda considerar una potencia máxima de despacho de 250 [MW] lo que además permite contar con una mayor reserva de subida.

- Para el caso de día, las reservas requeridas de bajada están determinadas por las transferencias desde Changos hacia Cumbre. Para 150 [MW] y 75 [MW] de transferencias, se requieren reservas de -235 [MW] y -156 [MW], respectivamente. Estas reservas permiten afrontar contingencias de consumos luego de la pérdida del enlace.

Para el caso de los requerimientos de reservas ante contingencias en Centro Sur, fueron empleados los resultados del ECFyDR 2023 parte 1 para determinar los montos ante distintos valores de generación brutal total e inercia total del Centro Sur del SEN.

Para las reservas de CSF y CTF fue empleada una proporción 30/70% para las zonas Norte Grande/Centro Sur con respecto a los totales por bloque resultantes del ECFyDR2023 parte 1.

*Tabla 70: Reservas CPF para variaciones instantáneas de la demanda neta ante riesgo separación del SEN*

RCPF Variaciones Instantáneas Demanda Neta [MW]	NORTE GRANDE	CENTRO SUR
	30%	70%
+/-47	+/-14,1	+/-32,9

*Tabla 71: Reservas CSF y CTF ante riesgo separación del SEN*

Tipo Reserva	Bloque Horario	Reservas para CSF y CTF NORTE GRANDE				Reservas para CSF y CTF CENTRO SUR			
		Estacionalidad Otoño-Invierno				Estacionalidad Otoño-Invierno			
		Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
		RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]
CSF y CTF	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-46,5	-55,5	-39	-73,5	-108,5	-129,5	-91	-171,5
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-47,7	-24	-44,7	-28,8	-111,3	-56	-104,3	-67,2
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-78,9	-114,3	-79,2	-83,4	-184,1	-266,7	-184,8	-194,6
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-52,8	-61,5	-63,6	-69,3	-123,2	-143,5	-148,4	-161,7
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-54,6	-110,1	-56,4	-106,2	-127,4	-256,9	-131,6	-247,8
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-50,7	-62,4	-46,8	-53,7	-118,3	-145,6	-109,2	-125,3
		61,8	38,4	62,1	32,7	144,2	89,6	144,9	76,3

Tipo	Bloque Horario	Estacionalidad Primavera - Verano		Estacionalidad Primavera - Verano	
		Día Laboral	Día No Laboral	Día Laboral	Día No Laboral

Reserva		RCSF	RCTF	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
CSF y CTF	Bloque 1:	-51,3	-52,5	-45	-49,5	-119,7	-122,5	-105	-115,5
	22 :00 - 01:59	51,3	27,6	45	36,3	119,7	64,4	105	84,7
	Bloque 2:	-46,8	-14,1	-38,4	-29,1	-109,2	-32,9	-89,6	-67,9
	02:00 - 06:59	46,8	0	38,4	2,4	109,2	49	89,6	75,6
	Bloque 3:	-80,1	-76,8	-77,1	-98,1	-186,9	-179,2	-179,9	-228,9
	07:00 - 09:59	50,1	96,6	48	132	116,9	225,4	112	308
	Bloque 4:	-48,6	-70,8	-49,5	-96	-113,4	-165,2	-115,5	-224
	10:00 - 16:59	48,6	63	49,5	54,9	113,4	147	115,5	128,1
	Bloque 5:	-52,5	-115,2	-51,9	-109,8	-122,5	-268,8	-121,1	-256,2
	17:00 - 19:59	79,2	90,3	78,3	123,6	184,8	210,7	182,7	288,4
	Bloque 6:	-59,1	-65,4	-34,8	-105,3	-137,9	-152,6	-81,2	-245,7
	20:00 - 21:59	59,1	60,3	56,7	51,6	137,9	140,7	132,3	120,4

## 6 ANEXOS

### 6.1 Análisis de Requerimientos para Control de Frecuencia ante Separación del SEN en Islas Asincrónicas

#### 6.1.1 Detalle aporte CPF Bajada Escenario Demanda Alta Día

##### 6.1.1.1 Caso Base

Tabla 72: Detalle aporte CPF Bajada Escenario Demanda Alta Día Caso Base

Objeto	Potencia Eléctrica MW					Potencia Turbina pu					Aporte CPF instantáneo		Efectivo	
	t=0	t=11	Vefec t=11	t=31	Vefec t=31	t=0	t=11	Vefec t=11	t=31	Vefec t=31	t=11	t=31	CPF 30s	CPF 5min
TER NORGENER U1	55,0	52,3	7,6	51,1	7,1	0,415	0,394	-0,013	0,386	-0,022	-2,8	-3,9	-2,9	-3,8
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	130,0	128,5	19,4	116,6	16,3	0,325	0,320	-0,004	0,292	-0,019	-2,0	-13,4	-7,5	-12,9
TER ANGAMOS U1	109,5	101,5	15,6	103,3	16,8	0,390	0,362	-0,024	0,368	-0,024	-7,9	-6,2	-6,9	-6,2
TER ANGAMOS U2	111,0	102,8	15,3	104,7	16,5	0,396	0,367	-0,025	0,373	-0,025	-8,1	-6,3	-7,0	-6,4
TER COCHRANE U1	88,4	74,0	3,7	70,5	0,7	0,315	0,264	-0,038	0,251	-0,052	-14,3	-17,9	-14,6	-17,5
TER COCHRANE U2	88,4	73,2	4,4	69,6	1,1	0,315	0,262	-0,039	0,248	-0,055	-15,0	-18,8	-15,4	-18,5
PFV Andes Solar II-B_GEN	53,5	36,3	-18,1	37,5	-16,9						-17,1	-16,0	-16,9	-16,0
PFV Andes IV_GEN	61,8	49,3	-13,2	50,2	-12,3						-12,5	-11,6	-12,3	-11,7
PFV ANDES SOLAR II	41,0	32,8	-5,9	34,1	-6,8						-8,2	-7,0	-6,8	-6,9
PE SIERRA GORDA ESTE (U1-U56)	56,0	51,6	-0,9	51,9	-1,5						-4,4	-4,1	-1,5	-3,8
PMGD Lagunas 220_GEN	36,4	30,1	-6,7	30,5	-6,2						-6,4	-5,9	-6,2	-6,0
PMGD La Negra 23_GEN	15,0	12,3	-2,8	12,5	-2,6						-2,7	-2,5	-2,6	-2,5
PMGD Esmeralda 110_GEN	14,2	11,6	-2,7	11,8	-2,5						-2,5	-2,4	-2,5	-2,4
PMGD Calama 110_GEN	31,6	26,1	-4,9	26,5	-5,1						-5,5	-5,1	-5,1	-5,1
PMGD Pozo Almonte 220_GEN	36,7	30,3	-6,7	30,8	-6,2						-6,4	-5,9	-6,2	-6,0
PE Llanos del Viento_GEN	90,1	74,7	-16,3	75,8	-15,1						-15,3	-14,3	-15,1	-14,4
PMGD Mejillones 110_GEN	15,0	12,3	-2,8	12,5	-2,6						-2,6	-2,5	-2,6	-2,5
PE TCHAMMA	16,6	12,2	-2,3	12,5	-3,5						-4,3	-4,1	-3,5	-4,0
PFV Willka_GEN	40,1	30,8	-9,7	31,4	-9,2						-9,4	-8,7	-9,2	-8,8
PFV URIBE SOLAR	30,2	27,5	-2,4	27,5	-2,6						-2,8	-2,8	-2,6	-2,7
PFV SAN PEDRO_B	23,9	21,7	-2,1	21,8	-2,1						-2,2	-2,1	-2,1	-2,1
PFV SAN PEDRO_A	23,9	21,7	-2,1	21,8	-2,1						-2,2	-2,1	-2,1	-2,1
PFV PUERTO SECO SOLAR	4,8	0,0	-3,5	0,0	-4,3						-4,8	-4,8	-4,3	-4,7
PFV Las Salinas_GEN	199,8	165,0	-37,1	167,4	-34,3						-34,8	-32,4	-34,3	-32,6
PFV La Cruz Solar	27,2	25,3	-1,3	25,3	-1,7						-1,9	-1,9	-1,7	-1,9
PFV LA HUAYCA II (U1-U3)	10,3	9,2	-0,8	9,2	-1,0						-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
PFV FINIS TERRAE_B	49,2	45,6	-3,7	45,8	-3,6						-3,6	-3,4	-3,6	-3,4
PFV FINIS TERRAE_A	54,9	50,8	-4,1	51,0	-4,0						-4,1	-3,8	-4,0	-3,8
PE CERRO TIGRE	106,6	97,5	-8,2	98,4	-8,4						-9,1	-8,2	-8,4	-8,2
PFV BOLERO	65,4	53,7	-12,3	53,9	-11,9						-11,7	-11,5	-11,9	-11,5
<b>Total</b>													<b>-230,5</b>	<b>-229,5</b>

### 6.1.1.2 Caso 1.-Tx150MWCPFadj

Tabla 73: Detalle aporte CPF Bajada Escenario Demanda Alta Día Caso 1

Objeto	Potencia Eléctrica MW					Potencia Turbina pu					Aporte CPF instantáneo		Efectivo	
	t=0	t=11	vefec t=11	t=31	vefec t=31	t=0	t=11	vefec t=11	t=31	vefec t=31	t=11	t=31	CPF 30s	CPF 5min
TER NORGENER U1	55,0	47,7	5,0	46,2	4,3	0,415	0,353	-0,036	0,349	-0,054	-8,2	-8,8	-7,1	-8,6
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	130,0	125,6	11,5	114,6	15,0	0,325	0,298	-0,018	0,287	-0,029	-10,8	-15,3	-11,6	-15,0
TER ANGAMOS U1	109,5	99,7	14,2	99,5	16,9	0,390	0,349	-0,032	0,355	-0,037	-11,7	-9,9	-10,3	-10,0
TER ANGAMOS U2	111,0	100,9	13,8	100,8	16,5	0,396	0,353	-0,033	0,359	-0,038	-12,0	-10,2	-10,5	-10,2
TER COCHRANE U1	88,4	50,2	-14,3	48,6	-18,7	0,315	0,174	-0,102	0,173	-0,129	-39,7	-39,7	-36,2	-39,4
TER COCHRANE U2	88,4	47,5	-15,3	46,4	-19,7	0,315	0,164	-0,110	0,166	-0,137	-42,5	-41,9	-38,6	-41,6
PE SIERRA GORDA ESTE (U1-U56)	56,0	44,5	-2,7	40,6	-9,1						-11,5	-15,4	-9,1	-14,8
PE TCHAMMA	16,6	11,5	-2,4	2,0	-7,6						-5,0	-14,5	-7,6	-13,8
PFV URIBE SOLAR	30,2	16,5	-10,6	16,5	-12,7						-13,7	-13,7	-12,7	-13,6
PFV SAN PEDRO_B	23,9	13,1	-9,9	16,5	-8,7						-10,7	-7,4	-8,7	-7,5
PFV SAN PEDRO_A	23,9	13,3	-9,8	16,5	-8,6						-10,5	-7,3	-8,6	-7,5
PFV PAMPA CAMARONES	3,5	1,9	-1,0	1,8	-1,4						-1,6	-1,6	-1,4	-1,6
PFV La Cruz Solar	27,2	17,8	-5,8	20,3	-7,2						-9,4	-6,9	-7,2	-7,0
PFV LA HUAYCA II (U1-U3)	10,3	5,9	-3,3	7,2	-3,3						-4,4	-3,1	-3,3	-3,1
PFV BOLERO	65,4	8,4	-53,5	24,9	-47,1						-57,0	-40,5	-47,1	-41,1
<b>Total</b>												<b>-236,4</b>		<b>-234,8</b>

### 6.1.1.3 Caso2.-Tx75MWCPFadj

Tabla 74: Detalle aporte CPF Bajada Escenario Demanda Alta Día Caso 2

Objeto	Potencia Eléctrica MW					Potencia Turbina pu					Aporte CPF instantáneo		Efectivo	
	t=0	t=11	Vefec t=11	t=31	Vefec t=31	t=0	t=11	Vefec t=11	t=31	vefec t=31	t=11	t=31	CPF 30s	CPF 5min
TER NORGENER U1	55,0	47,0	-0,9	46,1	-1,8	0,415	0,348	-0,031	0,348	-0,055	-8,9	-8,9	-7,3	-8,7
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	130,0	125,8	-5,0	114,5	0,3	0,325	0,298	-0,017	0,287	-0,029	-10,9	-15,4	-11,5	-15,0
TER ANGAMOS U1	109,5	99,7	-1,2	99,5	2,5	0,390	0,349	-0,031	0,355	-0,036	-11,7	-9,9	-10,2	-10,0
TER ANGAMOS U2	111,0	100,9	-1,5	100,7	2,2	0,396	0,353	-0,032	0,359	-0,037	-12,0	-10,2	-10,4	-10,2
TER COCHRANE U2	88,4	42,4	-25,0	45,9	-31,5	0,315	0,146	-0,105	0,164	-0,144	-47,5	-42,5	-40,3	-42,3
PE SIERRA GORDA ESTE (U1-U56)	56,0	44,8	-3,7	38,5	-11,4						-11,2	-17,5	-11,4	-16,9
PE TCHAMMA	15,8	10,9	-2,3	1,6	-7,5						-4,9	-14,2	-7,5	-13,5
PFV URIBE SOLAR	28,8	15,5	-9,3	15,4	-12,0						-13,4	-13,4	-12,0	-13,2
PFV SAN PEDRO_B	22,8	9,8	-9,5	15,6	-9,1						-12,9	-7,2	-9,1	-7,4
PFV SAN PEDRO_A	22,8	10,0	-9,4	15,6	-9,0						-12,7	-7,2	-9,0	-7,3
PFV PAMPA CAMARONES	3,3	1,9	-0,8	1,8	-1,3						-1,4	-1,5	-1,3	-1,5
PFV La Cruz Solar	26,0	16,3	-5,0	19,4	-7,2						-9,6	-6,6	-7,2	-6,6
PFV LA HUAYCA II (U1-U3)	9,8	5,2	-2,8	6,9	-3,3						-4,6	-2,9	-3,3	-2,9
<b>Total</b>												<b>-157,2</b>		<b>-155,5</b>